



Universidad  
Carlos III de Madrid

*Departamento de Ingeniería Eléctrica*

## ***PROYECTO FIN DE CARRERA***

***I.T.I. ELECTRICIDAD***

# **SMART GRIDS: PRESENTE Y FUTURO DEL SISTEMA ELÉCTRICO**

**AUTOR: SERGIO MARTÍNEZ OCHOA**

**TUTOR: JOAQUÍN ELOY GARCÍA CARRASCO**

Leganés, 24 de Mayo de 2012



# ÍNDICE

PAG

<b>1- <u>INTRODUCCIÓN</u></b>	<b>6</b>
<b>2- <u>SITUACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL</u></b>	<b>8</b>
2.1- <u>GENERACIÓN DE LA ELECTRICIDAD</u>	9
2.2- <u>FUNCIONAMIENTO MEDIO POR TECNOLOGÍA</u>	11
2.3- <u>TIPOS DE ELECTRICIDAD: FIABLE O NO FIABLE</u>	12
2.4- <u>TIPOS DE RÉGIMEN: ORDINARIO Y ESPECIAL</u>	14
2.5- <u>FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO</u>	16
2.5.1- <u>SITUACIÓN ACTUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO</u>	
2.6- <u>ACTORES DEL SISTEMA ELÉCTRICO</u>	23
2.6.1- <u>OPERADORAS EN ESPAÑA</u>	
<b>3- <u>ESTADO DE LAS ENERGÍAS EN ESPAÑA</u></b>	<b>27</b>
3.1- <u>ENERGÍAS NO RENOVABLES</u>	30
3.1.1- <u>ENERGÍA NUCLEAR</u>	
3.1.2- <u>ENERGÍA FÓSIL</u>	
3.1.2.1- <u>CARBÓN</u>	
3.1.2.2- <u>PETRÓLEO</u>	
3.1.2.3- <u>GAS NATURAL</u>	
3.2- <u>ENERGÍAS RENOVABLES</u>	36
3.2.1- <u>SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA</u>	
3.3- <u>PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2011-2020</u>	42
<b>4- <u>INTRODUCCIÓN A LAS SMART GRIDS</u></b>	<b>46</b>
4.1- <u>¿QUÉ ES UNA SMART GRID?</u>	46
4.2- <u>OBJETIVOS DE LAS SMART GRIDS</u>	49
4.3- <u>CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LAS SMART GRIDS</u>	50
4.4- <u>PRINCIPALES BENEFICIOS DE LAS SMART GRIDS</u>	53
4.5- <u>CONFORMACIÓN Y OPERACIÓN DE UNA SMART GRID</u>	54
4.6- <u>LOS NIVELES DE UNA SMART GRID</u>	56

<b>5- <u>DISPOSITIVOS DE LAS SMART GRIDS</u></b>	<b>60</b>
5.1- <u>PHASOR MEASUREMENT UNITS (PMUs)</u>	60
5.2- <u>ADVANCED METERING INFRASTRUCTURE (AMI)</u>	61
5.3- <u>VENTAJAS DE LA FACTURACIÓN INTELIGENTE PARA LOS USUARIOS</u>	62
5.4- <u>ENERGÍAS RENOVABLES Y VEHÍCULOS ELÉCTRICOS</u>	63
<b>6- <u>BARRERAS E INCONVENIENTES ANTE LA REFORMA</u></b>	<b>65</b>
6.1- <u>BARRERAS EN EL DESARROLLO DE LAS SMART GRIDS</u>	65
6.1.1- <u>POR ÁMBITOS</u>	
6.2- <u>ESTIMACIÓN DE INVERSIONES NECESARIAS</u>	67
6.2.1- <u>PROGRAMA INICIATIVAS INDUSTRIALES EUROPEAS 2010 – 2020</u>	
6.2.1.1- <u>INVERSIÓN EN ENERGÍA SOLAR</u>	
6.2.1.2- <u>INVERSIÓN EN ENERGÍA EÓLICA</u>	
6.2.1.3- <u>INVERSIÓN EN BIOENERGÍA</u>	
6.2.1.4- <u>INVERSIÓN EN CAPTURA, TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE CO<sub>2</sub></u>	
6.2.1.5- <u>INVERSIÓN EN REDES INTELIGENTES</u>	
6.2.1.6- <u>INVERSIÓN EN CIUDADES INTELIGENTES (EFICIENCIA ENERGÉTICA)</u>	
6.2.1.7- <u>OTRAS INVERSIONES</u>	
<b>7- <u>PROYECTOS I+D EN ESPAÑA</u></b>	<b>73</b>
7.1- <u>PROYECTO GAD</u>	73
7.1.1- <u>OBJETIVOS</u>	
7.1.2- <u>BENEFICIOS</u>	
7.1.3- <u>ACTUALIDAD</u>	
7.2- <u>PROYECTO STAR</u>	76
7.2.1- <u>OBJETIVOS</u>	
7.2.2- <u>BENEFICIOS</u>	
7.2.3- <u>ACTUALIDAD</u>	
7.3- <u>PROYECTO SMART CITY</u>	81
7.3.1- <u>OBJETIVOS Y BENEFICIOS</u>	
7.4- <u>PROYECTO DENISE</u>	84
7.4.1- <u>OBJETIVOS</u>	
7.4.2- <u>BENEFICIOS</u>	



<b>8- <u>PROYECTOS I+D EN EUROPA</u></b>	<b>88</b>
8.1- <u>PROYECTO PRIME</u>	88
8.2- <u>OPEN-METER</u>	90
8.2.1- <u>OBJETIVO Y ALCANCE</u>	
8.3- <u>FÉNIX</u>	93
8.3.1- <u>OBJETIVOS</u>	
8.4- <u>ADDRESS</u>	97
8.4.1- <u>OBJETIVOS</u>	
<b>9- <u>NORMATIVAS</u></b>	<b>101</b>
10.1- <u>NORMATIVA EN ESPAÑA</u>	101
10.1.1- <u>REGULACIÓN LEGAL DEL SECTOR ELÉCTRICO</u>	
10.2- <u>NORMATIVA EN EUROPA</u>	111
<b>10- <u>ABREVIATURAS Y SIGLAS</u></b>	<b>116</b>
<b>11- <u>BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS</u></b>	<b>119</b>
<b>12- <u>CONCLUSIÓN</u></b>	<b>126</b>

## **1.-INTRODUCCIÓN**

Ante la nueva perspectiva energética mundial, donde la generación distribuida basada en fuentes renovables está adquiriendo un papel muy relevante, se plantea un modelo de red eléctrica basado en tres pilares: generación distribuida, autonomía en su control y tecnologías de la información para transmitir y manejar todos los datos.

Esto ha dado lugar a un gran debate donde todavía no se han fijado gran parte de los criterios que deben marcar el desarrollo de estas nuevas Redes Inteligentes.

En este proyecto se van a abordar los distintos aspectos involucrados, intentando proporcionar una visión clara y concreta de la situación actual y una previsión a corto plazo.

El objetivo principal del proyecto es el de introducir y explicar el nuevo concepto de Red Inteligente (también llamada “Smart Grid”) y el de hacer un repaso a la actualidad de la reforma en los principales proyectos que se están llevando a cabo tanto a nivel nacional como a nivel europeo.

Además se identificarán las principales normativas y directivas que rigen dicha reforma, tanto a nivel nacional como a nivel europeo también, explicando en qué consisten cada una de ellas.

Para poder entender en qué consiste y cómo será el funcionamiento de esta nueva red inteligente, primero se llevará a cabo un estudio del funcionamiento y de la situación actual del sistema eléctrico español y del estado actual de las energías en España (tanto energías renovables como no renovables).

Por otro lado, se analizarán los nuevos dispositivos que se conectarán a esta nueva red, identificando y desarrollando cada uno de ellos, y analizando las ventajas que tendrá el nuevo modelo de facturación a través del funcionamiento de los nuevos contadores (también llamados “Smart Meters”); y sobre todo se abordarán las barreras e inconvenientes que se oponen a dicha reforma, haciendo especial hincapié en las diferentes inversiones que serán necesarias en cada uno de los diferentes campos.

Para finalizar, se llevará a cabo un análisis de la situación actual y de las expectativas futuras ante la aparición de estas nuevas Redes Inteligentes.

“ESTE DOCUMENTO CONTIENE OPINIONES PERSONALES EXCLUSIVAS Y PROPIAS DEL AUTOR, Y AJENAS AL DIRECTOR DEL PROYECTO”



## **2.-SITUACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL**

El sistema eléctrico de un país consiste en un conjunto de sucesivas relaciones entre productores, transportistas, distribuidores, comercializadores, gestores, el gobierno y los consumidores, quienes conforman entre ellos una cadena de contratos, leyes y relaciones.

A finales de 2010, el sistema eléctrico español disponía de una potencia instalada de 99.043 megavatios (MW), habiendo sido el máximo histórico de demanda de potencia eléctrica en España aproximadamente unos 44.122 MW, por lo que se evidencia un ligero sobredimensionamiento en el sistema eléctrico español. El problema reside en que un elevado número de centrales eléctricas están paradas ó fuera de funcionamiento gran parte del año, lo cuál se traduce en un desaprovechamiento del capital.

Las principales características del comportamiento del sistema eléctrico español en 2010 han sido la moderada recuperación de la demanda de energía eléctrica, la ruptura de la serie histórica de años secos que se inició en el 2004 y el notable ascenso de la generación basada en energías renovables.

- La demanda anual de energía eléctrica en la península registró un incremento respecto al 2009 del 3,3%, lo que apunta hacia una cierta recuperación del consumo eléctrico en España tras la fuerte caída del 4,9% experimentada el 2009.
- La moderada recuperación de la demanda responde al mejor comportamiento de la economía española, cuyo Producto Interior Bruto (PIB) si bien descendió un 0,1% en el conjunto del 2010, este descenso es notablemente inferior a la caída del 3,7% registrada en 2009.
- Lo más destacable por el lado de la generación, ha sido el considerable ascenso de las energías renovables que, favorecidas por una elevada generación hidráulica y eólica, han cubierto más de un tercio de la demanda anual.

En el ámbito regulatorio, el 2010 se caracterizó por ser año muy productivo, con la aprobación de numerosas disposiciones importantes para el funcionamiento del sector eléctrico, fundamentalmente en el marco de la regulación española. [1]

## 2.1-GENERACIÓN DE LA ELECTRICIDAD

Para entender y conocer la situación actual del sistema eléctrico español, primero se necesita saber de dónde proviene la electricidad en España. Por ello es imprescindible entender los conceptos de "**Mix Eléctrico**" y "**Cesta Eléctrica**".

Estos dos conceptos se refieren al porcentaje que tienen cada una de las distintas tecnologías de generación eléctrica en el total del sistema, o de otro modo, en qué tipo de centrales se genera la electricidad que se consume y el porcentaje que cada una de ellas representa.

A principios del 2011, el sistema eléctrico español contaba con una potencia instalada ("**Mix Eléctrico**") de 99.043 MW, la cuál estaba compuesta por: gas natural (26%), eólica (20%), hidráulica (18%), carbón (11%), resto del régimen especial (10%), nuclear (8%), fuel/gas oil (3%) y solar fotovoltaica (4%).

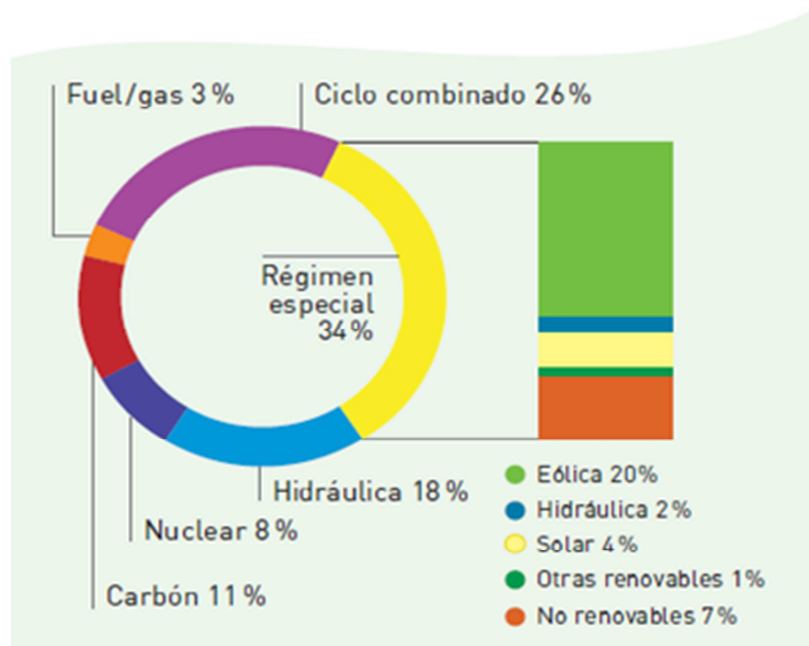


Gráfico 1: Potencia instalada a 1/01/2011 del Sistema Eléctrico Peninsular

Predomina el gas natural, seguido por la energía eólica, habiendo ambas tecnologías crecido espectacularmente en los últimos años.

No obstante, estos porcentajes pertenecen al "**Mix Eléctrico**" (potencia instalada).

De hecho, el que una tecnología tenga más presencia que otra en el "**Mix Eléctrico**" no implica que produzca más electricidad puesto que ésta no depende únicamente de la potencia instalada, sino también de otros muchos factores. [1]

En realidad los porcentajes correspondientes a la electricidad producida (o también llamada "**Cesta Eléctrica**") durante el año 2010 son: gas natural (23%), nuclear (22%), eólica (16%), resto del régimen especial (15%), hidráulica (14%), carbón (7%), fuel/gas oil (1%) y solar fotovoltaica (2%).

Analizando los resultados, destaca como la energía nuclear a pesar de contar con sólo un 8% en el "**Mix Eléctrico**", produce el 22% de la electricidad que se consume. En cambio, con las demás tecnologías ocurre lo contrario, siendo su contribución a la electricidad producida menor que su porcentaje de participación en el "**Mix Eléctrico**" (excepto en el caso del resto del régimen especial). [1]

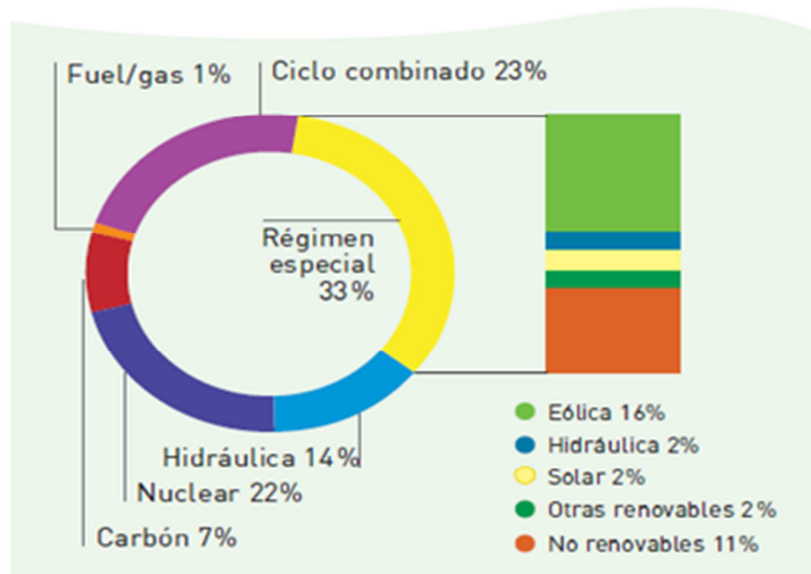


Gráfico 2: Cobertura de la demanda anual de Energía Eléctrica

Además de saber de dónde proviene la electricidad en España, es necesario conocer cuánto tiempo funciona cada tecnología, para ello a continuación se va a tratar el funcionamiento medio de cada tecnología.

## **2.2-FUNCIONAMIENTO MEDIO POR TECNOLOGÍA**

Un modo de calcular la disponibilidad de las distintas centrales de producción eléctrica, es calculando sus **"horas medias de funcionamiento"**.

Hay que diferenciar entre potencia y energía, que no son lo mismo. La electricidad que produce una central, depende de la potencia de dicha central y del número de horas que esa central funciona durante el año.

$$\text{Electricidad Producida} = \text{Potencia Instalada} \times \text{Horas de Funcionamiento}$$

En España, la energía nuclear dispone aproximadamente de una potencia instalada de 7.716 millones de vatios y produce una electricidad de 61.944 GWh (gigavatios hora). Por lo tanto, al dividir la electricidad producida entre la potencia instalada, se obtiene como resultado el número de horas que la energía nuclear funcionó a plena potencia durante todo el año. Por tanto, la energía nuclear funcionó a plena potencia 8.028 horas (sabiendo que un año tiene: 365 días x 24 horas/día = 8.760 horas).

Si se repite la misma operación para todos los tipos de energías que se producen en España, se obtiene que durante 2010 funcionaron las siguientes horas (ordenadas de mayor a menor horas de funcionamiento): nuclear (8.028 horas), gas natural (2.564 horas), hidráulica (2.281 horas), carbón (2.174 horas), eólica (2.153 horas), solar fotovoltaica (1.737 horas) y fuel/gas oil (1.634).

Las energías renovables (eólica, hidráulica y solar) funcionan tan pocas horas por factores climatológicos, los cuáles el ser humano no puede controlar.

La diferencia en horas de funcionamiento entre las centrales nucleares y el resto de tecnologías es especialmente significativa, ya que las centrales nucleares funcionan casi todo el año de manera continua, mientras que el resto sólo funcionan en torno a las 2.000 horas anuales. La energía solar fotovoltaica, en cambio, apenas funciona 1.700 horas al año, es decir, opera el equivalente a dos meses al año y los otros diez no producen ni un solo kWh. [3]

Para comprender por qué unas tecnologías funcionan más que otras, se debe conocer qué tecnologías son fiables y cuáles no lo son.

### **2.3-TIPOS DE ELECTRICIDAD: FIABLE O NO FIABLE**

Para empezar hay que diferenciar entre los dos tipos de tecnologías de generación eléctrica que existen, las **tecnologías fiables** (las que aseguran nuestro suministro eléctrico) y las **tecnologías no fiables** (las tecnologías que no lo pueden hacer).

Una central nuclear funciona de media 8.000 horas al año porque tiene la capacidad técnica de hacerlo, en cambio un generador eólico funciona de media 2.000 horas al año porque con la tecnología actual y la distribución de los parques eólicos en España, es lo máximo que se puede obtener del viento. La misma situación ocurre con la energía solar fotovoltaica, que produce únicamente cuando hay sol, o con la energía hidráulica que depende de las precipitaciones. Es decir, estas tecnologías dependen de factores que el ser humano no puede controlar ni predecir, que son intermitentes y su factor de carga muy pequeño. No pueden asegurar el suministro eléctrico y no lo podrán hacer hasta que no se desarrollen tecnologías de almacenamiento de energía. Con la energía termosolar ocurre lo mismo.

Por otro lado, están otras tecnologías con las que sucede algo diferente, como son los ciclos combinados de gas natural y las centrales de carbón. Estas tecnologías podrían funcionar un número elevado de horas anuales, pero no lo hacen. Esto es debido a que el carbón, a nivel mundial, es la fuente energética que más ha crecido en los últimos años, mientras que el gas es la tecnología que más ha crecido en España. Sin embargo, ambas están disminuyendo sus horas de funcionamiento anuales por dos motivos: por las políticas medioambientales y la legislación a favor de las energías renovables.

Con el paso del tiempo, las centrales de ciclo combinado van perdiendo cuota de mercado debido a la legislación energética española. Entre ellas cabe destacar el **Real Decreto 661/2007** que reza en su Anexo XI: *"...los generadores de régimen especial tendrán prioridad para la evacuación de la energía producida frente a los generadores de régimen ordinario, con particular preferencia para la generación de régimen especial no gestionable a partir de fuentes renovables"*.

Esto significa que si sopla el viento se deben apagar las centrales de gas que estén funcionando para comprar, obligatoriamente, todos y cada uno de los kWh de origen eólico.

Esto, que en un primer momento es bueno para disminuir las emisiones de efecto invernadero, es perjudicial para todo lo demás.



Entre los principales perjuicios que produce esta situación destacan estos cinco puntos clave:

1º Crea una inseguridad jurídica que desincentiva las inversiones porque las centrales de gas funcionan muchas menos horas de las que habían determinado en los cálculos de retorno de capital, teniendo posteriormente serios problemas para recuperar las inversiones.

2º No sólo obligan a comprar todos los kWh renovables, sino que además cada uno de esos kWh del régimen especial recibe subvenciones y, en algunos casos como la solar fotovoltaica, son 10 veces más caros que un kWh en el mercado.

3º Las fuertes primas a ciertas tecnologías desincentivan la competencia en el resto de tecnologías.

4º Las subvenciones elevadas a ciertas tecnologías desincentivan la investigación y desarrollo de esas mismas tecnologías puesto que ingresarán miles de millones de euros de dinero público de todos modos.

5º Como consecuencia de las elevadas subvenciones, el precio final de la electricidad se encarece cada vez más, provocando una pérdida progresiva de competitividad, una destrucción de la riqueza y a un aumento del desempleo. [4]

A continuación se va a explicar cómo está regulado el sistema eléctrico español, diferenciando entre Régimen Ordinario y Régimen Especial, y cada una de las tecnologías que componen ambos Regímenes.

## **2.4-TIPOS DE RÉGIMEN: ORDINARIO Y ESPECIAL**

El sector eléctrico en España está regulado, principalmente, por la **Ley 54/1997**.

Así, la Ley comienza con: *"El suministro de energía eléctrica es esencial para el funcionamiento de nuestra sociedad. Su precio es un factor decisivo de la competitividad de buena parte de nuestra economía"*.

Luego continúa escribiendo: *"La presente Ley tiene, por consiguiente, como fin básico establecer la regulación del sector eléctrico, con el triple y tradicional objetivo de garantizar el suministro eléctrico, garantizar la calidad de dicho suministro y garantizar que se realice al menor coste posible..."*

La regulación del sistema eléctrico español establece una distinción clara entre dos ámbitos de generación eléctrica: **el Régimen Ordinario y el Régimen Especial**.

El régimen ordinario está formado por todas aquellas centrales cuya potencia instalada sea igual o superior a 50 megavatios (MW), mientras que el régimen especial está formado por aquellas unidades de producción con potencia instalada menor de 50 MW que utilicen la cogeneración, energías renovables, biomasa, cualquier tipo de biocarburantes y residuos no renovables.

Las tecnologías que componen el régimen ordinario son el carbón, el fuel-oil, las centrales nucleares, los ciclos combinados de gas y las grandes centrales hidroeléctricas con más de 50 MW. Por el contrario, el régimen especial está formado por el resto de tecnologías, incluidas las centrales hidroeléctricas con potencias instaladas menores de 50 MW.

Constituye un error común identificar las energías renovables con el régimen especial, ya que ni todas las energías renovables están en el régimen especial, ni el régimen especial es enteramente renovable.

En 2010 y según datos de Red Eléctrica, el sistema español produjo 288.180 GWh, de los cuales el 68% correspondieron al régimen ordinario y el 32% restante al régimen especial. El desglose dentro del régimen especial, según datos de la Comisión Nacional de la Energía, fue el siguiente: cogeneración (25,8%), solar fotovoltaica (7%), solar térmica (0,8%), eólica (47,5%), hidráulica (7,4%), biomasa (3,4%), residuos (3,4%) y tratamiento de residuos (4,7%).

Analizando los datos se puede observar que domina la producción con energía eólica, cuya potencia instalada aumenta año a año, pero conviene hacer especial hincapié en que el 34% de la energía generada en el marco del régimen especial no es renovable. De hecho, la cogeneración se produce mayoritariamente quemando combustibles fósiles, especialmente gas.

En cuanto a las primas recibidas por el régimen especial cabe mencionar que, en 2010, ascendieron a más de siete mil millones de euros. De ellos, el 25% correspondieron a energías no renovables. La cogeneración se llevó, de hecho, la cantidad de 1.324 millones de euros. La energía eólica se llevó 1.965 millones de euros. Pero, sin duda alguna, el hecho más impactante de la legislación eléctrica corresponde a la energía solar fotovoltaica (esta tecnología se llevó 2.638 millones de euros en 2010), ya que dicha tecnología produce casi 7 veces menos que la eólica y se llevó un 35% más en subvenciones. [1] [4]

Además de conocer la situación de cada tecnología y de cómo están reguladas, se debe conocer la situación actual del Mercado Eléctrico Español y su funcionamiento. Por ello en este quinto apartado, se va a tratar de explicar brevemente y de forma concisa su funcionamiento.

## **2.5-FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO**

El mercado eléctrico español es un conjunto complejo de varios mercados con características muy diferentes, estando dicho mercado de producción de energía eléctrica estructurado en los siguientes mercados:

- Mercado diario e intradiario
- Mercados no organizados (Contratación bilateral)
- Servicios de ajuste del sistema (Restricciones por garantía de suministro, Resolución de restricciones técnicas del sistema, Servicios complementarios y Gestión de Desvíos)
- Mercados a plazo (CESUR)

En relación con las restricciones por garantía de suministro, cabe señalar que el **Real Decreto 134/2010**, del 12 de febrero, establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y posteriormente, en línea con las consideraciones de la Comisión Europea, esta disposición fue modificada por el **Real Decreto 1221/2010**, del 1 de octubre. No comenzó a aplicarse hasta febrero de 2011.

### **- Mercados diario e intradiario**

Estos mercados son gestionados por OMEL (Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.).

Desde el 1 de enero de 1998 todos los días se ha celebrado la sesión correspondiente al mercado diario, donde una vez realizadas las ofertas de venta o adquisición de energía y éstas han sido aceptadas por el operador del mercado, se procede a realizar la casación para cada hora, partiendo de la oferta más barata hasta igualar la demanda.

El resultado de esta casación determina el precio marginal para cada hora, que es el correspondiente a la oferta de energía eléctrica realizada por la última unidad de producción cuya aceptación haya sido necesaria para atender la demanda.

Además de este mercado diario, donde se realizan la mayoría de transacciones, posteriormente con objeto de atender los ajustes que en la oferta y demanda de energía se puedan producir, se abren las sesiones del mercado intradiario.

El mercado intradiario inició su funcionamiento el día 1 de abril de 1998. Durante los tres primeros meses la contratación se realizó en dos sesiones, contando en la actualidad con 6 sesiones. [2]

**- Mercado de servicios de ajuste del sistema**

Estos mercados son gestionados por el Operador del Sistema (REE) y su función principal es garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte, es decir, que el suministro de energía eléctrica se produzca en las condiciones de calidad, fiabilidad y seguridad que están establecidas, y que se verifique de forma permanente el equilibrio generación-demanda.

Dentro de estos mercados, cabe señalar los siguientes conceptos:

- *Restricciones por garantía de suministro*: el **Real Decreto 134/2010**, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, modificado por el **Real Decreto 1221/2010**, de 1 de octubre, no comenzó a aplicarse hasta febrero de 2011.
- *Resolución de restricciones técnicas del sistema*: Sobre el programa diario base de funcionamiento, se realiza por el operador del sistema una evaluación de seguridad. Si el citado programa no cumple los requisitos de seguridad establecidos, un procedimiento del operador del sistema determina las unidades de venta y ofertas de compraventa existentes que debe agregarse o eliminarse del programa base de funcionamiento. El resultado es el programa diario viable provisional.
- *Asignación de regulación secundaria*: Sobre la base del programa diario viable provisional, el operador del sistema asigna, mediante subasta basada en el precio marginal, la banda de regulación secundaria a subir ó a bajar a las unidades participantes. El resultado es el programa diario viable definitivo.
- *Desvíos entre sesiones del mercado intradiario*: la garantía del equilibrio físico en la red entre los flujos de producción y consumo de electricidad corresponde al operador del sistema mediante la aplicación de servicios complementarios y gestión de desvíos, salvo que fuera necesaria la instrucción directa a las unidades de producción, lo que constituye la aplicación de procedimientos especiales o de emergencia. [2]

**- Mercados a plazo**

La **Orden ITC/1601/2010**, de 11 de junio, por la que se regulan las subastas CESUR a que se refiere la **Orden ITC/1659/2009**, de 22 de junio, a los efectos de la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la tarifa de último recurso, asigna al Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español, directamente o a través de una filial, la organización y gestión de las subastas de adquisiciones de energía eléctrica por parte de las comercializadoras de último recurso (Subastas CESUR), así como las correspondientes liquidaciones, comunicación de las obligaciones de pago y derechos de cobro de los productos adjudicados en dichas subastas y la realización del cálculo periódico de las fianzas y garantías correspondientes.

En este sentido, OMEL MERCADOS Agencia de Valores, S.A.U., como filial de OMEL es la entidad encargada de la gestión de las subastas CESUR.

La Comisión Nacional de Energía es la entidad supervisora de estas subastas.

Lo sujetos del mercado que actuarán como vendedores son los que cumplan con las garantías y requisitos establecidos para cada subasta. El periodo máximo de entrega de la energía contratada será de un año y coincidirá con los periodos de vigencia de las tarifas de último recurso, cuya revisión era semestral y a partir del 1 de julio de 2010, es de revisión trimestral. [2]

### **2.5.1-SITUACIÓN ACTUAL DEL MERCADO ELÉCTRICO**

Durante el 2010 la energía contratada en el mercado eléctrico (demanda nacional -suministro a tarifa más contratación libre- y saldo de los intercambios) ha sido un 3,3% superior a la del año anterior.

- El precio medio final de adquisición de la energía en el mercado eléctrico ha sido de 45,36 €/MWh, un 4,7% superior al del 2009.
- El precio conjunto de los mercados diario e intradiario, ha representado el 84,6% del precio total, mientras que el coste resultante de los servicios de ajuste del sistema ha supuesto el 8,3% y el coste derivado de pagos por capacidad el 7,1% restante.
- En el mercado diario se han gestionado un total de 193.345 GWh, con un precio medio ponderado de 38 €/MWh. Respecto al año anterior, el precio aumentó un 0,3%, mientras que la energía adquirida en el mercado diario experimentó un descenso del 3,9%.
- En el mercado intradiario, el volumen de energía negociada ha ascendido a 35.007 GWh de la que un 17,6% ha supuesto un aumento neto de la demanda y/o consumo de bombeo. El precio medio ponderado de la energía gestionada en el mercado intradiario se situó en 37,34 €/MWh, un 1,7% inferior al del mercado diario.

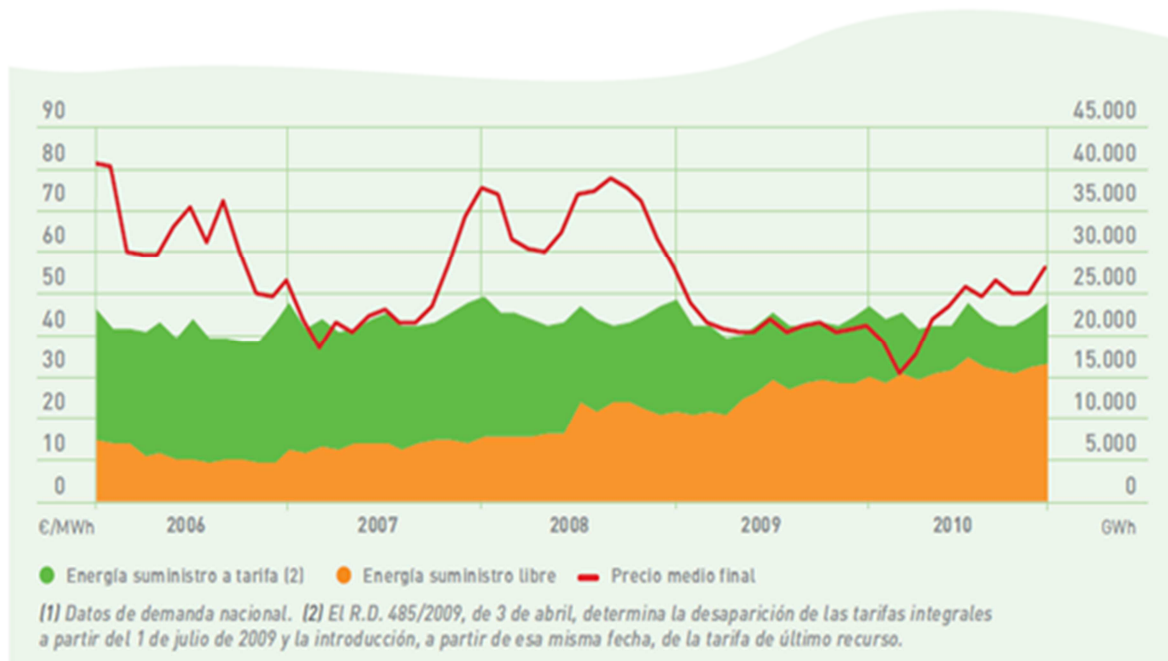


Gráfico 3: Evolución de la energía mensual y precios en el mercado eléctrico (1)

- La energía gestionada en los mercados de servicios de ajuste del sistema ascendió a 28.214 GWh, un 18,0% superior a la registrada en el 2009. La repercusión de estos servicios en el precio final de la energía ha sido de 3,75 €/MWh, un 39,0% superior al 2009. [1]

## SMART GRIDS: PRESENTE Y FUTURO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

- La energía programada por solución de restricciones técnicas del programa base de funcionamiento (PBF) ha sido de 12.509 GWh a subir y de 447 GWh a bajar, con una repercusión en el precio medio final de 2,28 €/MWh, frente a los 1,56 €/MWh del año anterior.
- En el 2010 la banda de potencia media horaria de regulación secundaria ha ascendido a 1.258 MW, con una repercusión en el precio medio final de 0,69 €/MWh, valor superior en un 23,0% al registrado el año anterior.
- La gestión de los servicios complementarios y gestión de desvíos, más las restricciones en tiempo real han supuesto una repercusión de 0,77 €/MWh sobre el precio medio final de la energía, valor superior a los 0,58 €/MWh del 2009.
- La energía gestionada en el proceso de regulación secundaria en el 2010 ha ascendido a 2.889 GWh, la energía de regulación terciaria a 5.708 GWh, la energía de gestión de desvíos a 4.873 GWh y la de restricciones en tiempo real a 1.788 GWh.

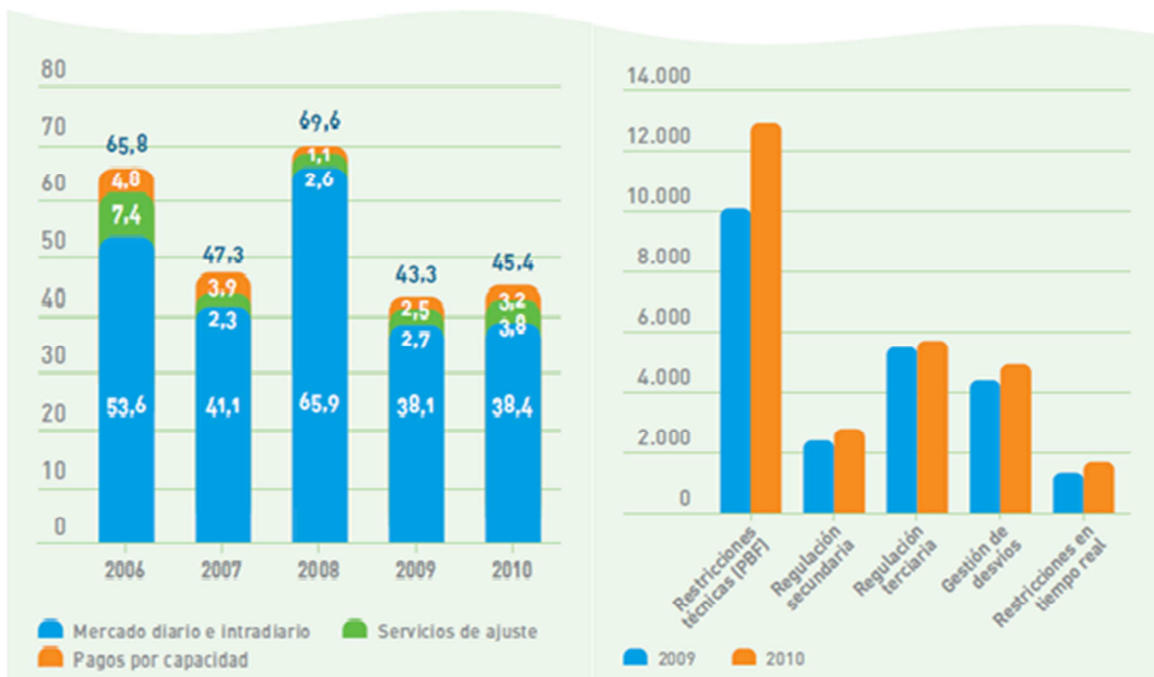


Gráfico 4: {4}

Gráfico 5: {5}

{4}: Evolución de los componentes del precio final medio en el mercado eléctrico (€/MWh)

{5}: Energía gestionada en los servicios de ajuste del sistema (GWh)

Los desvíos netos medidos (diferencia entre la energía medida en barras de central y la energía programada en el mercado) que el sistema ha tenido que gestionar a través de los mercados de servicios de ajuste ha alcanzado un total de 8.585 GWh a subir y 7.309 GWh a bajar, con un precio medio de 27,62 €/MWh a subir y un 41,92 €/MWh a bajar.

[1]



Una vez conocido el estado y el funcionamiento del Mercado Eléctrico, se van a destacar los principales actores del sistema eléctrico y sus funciones y tareas.

## **2.6-ACTORES DEL SISTEMA ELÉCTRICO**

En un sistema eléctrico hay alguien que produce un bien, alguien que lo transporta, alguien que lo distribuye y alguien que lo consume. El sistema eléctrico tiene ciertas diferencias debido a las características del producto que se vende, los kWh, ya que no son un producto almacenable. Por esta razón, en todo momento debe existir un equilibrio continuo, de tal modo que la electricidad que se produce sea la misma que la que se consume.

Los protagonistas del sistema eléctrico español son regulados por la **Ley 54/1997**. En ella se definen los actores que participan en el mismo y se establecen sus cometidos. Éstos son:

1. **Productores**: tienen la función de generar energía eléctrica, ya sea para su consumo propio o para terceros, así como la de construir, operar y mantener las centrales de producción. Es decir, son los dueños de las centrales eléctricas, los que producen los kWh.
2. **Operador del mercado**: Dentro del mercado mayorista de electricidad, los distintos productores ofrecen sus kWh a diferentes precios según el origen de los mismos. El operador del mercado es el que gestiona el sistema de ofertas de compra y venta de energía en el mercado diario. Esta gestión recae en la empresa **OMEL** (Operador del Mercado Eléctrico de Energía - Polo Español). Se añade la coletilla de Polo Español debido al proceso de fusión de los mercados eléctricos español y portugués, bastante avanzado ya, y que en el futuro puede provocar que haya un único operador del mercado ibérico.
3. **Operador del sistema**: el equilibrio continuo exigido entre producción y consumo de electricidad hace que la producción eléctrica tenga que estar supervisada. El operador del sistema se encarga de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación entre producción y transporte. La operación del sistema recae en **Red Eléctrica de España**. En el sistema eléctrico, la demanda es instantánea y ha de ser cubierta. Es un mercado instantáneo, hay que vigilar la producción en función de la demanda y tener centrales de reserva listas para proporcionar electricidad en caso de que sea necesario. Por eso es imprescindible un operador del sistema. La información de los precios y la demanda es aplicable a largo plazo, pero en el día a día el sistema tiene que ser gestionado.
4. **Transportista**: tiene la función de transportar energía eléctrica, así como construir, mantener y maniobrar las instalaciones de transporte. Las redes de transporte son, en general, aquellas que tienen una tensión superior a 220.000 voltios, son las líneas de alta tensión. La legislación establece un único transportista, cuya figura recae también en **Red Eléctrica de España**. Las redes

de transporte constituyen un monopolio natural, por tanto, la legislación establece que cualquiera puede utilizar las redes de transporte pagando un peaje establecido por el Gobierno.

5. **Distribuidores**: tienen la función de distribuir energía eléctrica, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar la energía en los puntos de consumo. Como norma general, las instalaciones de distribución son aquellas que tienen una tensión inferior a 220.000 voltios y, al igual que en el transporte, esta actividad constituye un monopolio natural. Del mismo modo, por tanto, las instalaciones de distribución pueden ser utilizadas mediante pago de un peaje.
6. **Comercializadores**: son aquellas sociedades mercantiles que, accediendo a las redes de transporte o distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores. Son los que nos venden la electricidad en nuestras casas, las cabezas visibles del sistema eléctrico, con los que interactuamos.
7. **Consumidores**: son las personas físicas o jurídicas que compran la energía para su propio consumo.

Otros participantes (indirectos) son:

**CNE**: La Comisión Nacional de la Energía no es un participante directo del sistema eléctrico español, pero tiene una gran importancia en el sistema por ser la entidad que revisa su funcionamiento, elabora informes para organismos oficiales, y asesora al gobierno en la elaboración de nuevas regulaciones.

**Ministerio de Industria, Turismo y Comercio**: Al final ellos son los que deciden, elaborando las normas y regulaciones. Concretamente el organismo encargado de esto es la Subdirección General de Energía Eléctrica, perteneciente a la Dirección General de Política Energética y Minas, que a su vez pertenece a la Secretaría de Estado de Energía.

En definitiva, un conjunto de empresas y organizaciones que cumplen distintas funciones para lograr que la electricidad producida por unos pueda ser consumida por otros, por medio de mecanismos de mercado que aseguren que cada parte recibe una retribución justa por las funciones que realiza.

Lo más importante es comprender que, en el sistema eléctrico, hay actividades que están reguladas por ser un monopolio natural (transporte y distribución). No tiene sentido que cada empresa que venda electricidad tenga sus propias líneas de alta tensión. Hay otras actividades, en cambio, que están liberalizadas (producción y comercialización), si bien es cierto que la producción está intervenida. [5]

### 2.6.1-OPERADORAS EN ESPAÑA



Red Eléctrica de España S.A., fundada en 1985 en aplicación de la **Ley 49/1984**, de 26 de diciembre, fue la primera empresa en el mundo dedicada en exclusividad al transporte de energía eléctrica y a la operación de sistemas eléctricos.

La **Ley del Sector Eléctrico 54/1997** confirmó el papel de Red Eléctrica como pieza clave en el funcionamiento del sistema y la **Ley 17/2007**, que modificó esta legislación para adaptarla a la **Directiva Europea 2003/54/CE**, ratificó a Red Eléctrica como el transportista único y operador del sistema eléctrico español.

Durante el 2010, en cumplimiento de esta Ley se completó la adquisición de los activos de transporte a las empresas eléctricas, incluidos los sistemas de Baleares y Canarias y representó la consolidación de la compañía como transportista único, lo que la convierte en el TSO (Transmission System Operator) del sistema eléctrico español.

Red Eléctrica, como operador del sistema, garantiza la continuidad y seguridad del suministro eléctrico manteniendo en constante equilibrio la generación y el consumo de nuestro país, y ejerce estas funciones bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia. Además, Red Eléctrica es el gestor de la red de transporte y actúa como transportista único.

La estructura organizativa de la compañía se transformó en el 2008 en una estructura de holding para reforzar la separación y transparencia de las actividades reguladas en España (transporte y la operación del sistema) del resto de actividades.

La sociedad matriz del Grupo es Red Eléctrica Corporación, de la que dependen la filial Red Eléctrica de España, responsable de las actividades eléctricas en territorio español, y la filial Red Eléctrica Internacional, encargada de las actividades del Grupo en el exterior. [6]

Por su parte, los principales operadores de energía eléctrica en España son:

**-Endesa:** es una de las mayores empresas eléctricas del mundo, la primera compañía eléctrica española y la principal multinacional privada de Latinoamérica, manteniendo una posición relevante en otros sectores energéticos como gas, cogeneración y energías renovables. Fundada por el Instituto Nacional de Industria el 18 de noviembre de 1944 bajo el nombre de *Empresa Nacional de Electricidad, S.A* con objeto de controlar mediante una empresa pública un sector estratégico.

El grupo Endesa desarrolla actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad a través de un amplio número de empresas en España, América Latina, Europa y África, apoyada en una producción de 130.485 GWh y con

más de 25 millones de clientes. Además, es una de las principales empresas suministradoras de gas en España y cuenta con casi un millón de clientes

Desde 2009, y tras una polémica OPA, es una subsidiaria de la empresa semipública italiana Enel. [7]

**-Iberdrola:** con sede en Bilbao, es una compañía privada de ámbito global, con una experiencia forjada a lo largo de ya más de 150 años de historia, que cuenta con alrededor de 33.000 empleados repartidos en más de 40 países de cuatro continentes y que da servicio a 30 millones de clientes. Iberdrola es hoy el primer grupo energético español por capitalización, el líder mundial del sector eólico y una de las mayores eléctricas globales por capitalización bursátil. [8]

**-Unión Fenosa:** Gas Natural Fenosa es una de las compañías multinacionales líderes en el sector del gas y la electricidad, está presente en 24 países y cuenta con cerca de 20 millones de clientes y una potencia instalada de 15,8 gigavatios.

Tras la adquisición de la compañía eléctrica Unión Fenosa, tercera del mercado español, Gas Natural Fenosa ha culminado su objetivo de integrar los negocios de gas y electricidad en una compañía con larga experiencia en el sector energético, capaz de competir de forma eficiente en unos mercados sometidos a un proceso de creciente integración, globalización y aumento de la competencia.

En el año 1999 se creó la empresa independiente Unión Fenosa Distribución, S.A. que es la encargada de la actividad regulada de distribución eléctrica del Grupo Gas Natural Fenosa.

Su actividad básica es la transmisión de energía eléctrica desde los centros de generación y desde la red de transporte hasta los consumidores finales. [9]

**-Hidrocantábrico:** HC ENERGÍA es un conglomerado empresarial perteneciente al Grupo internacional EDP (cuya sociedad dominante es Energías de Portugal S.A., con sede en Lisboa), accionista mayoritario con una participación del 96,6%; el resto del capital pertenece al grupo asturiano Cajastur (3,13%).

El Grupo HC ENERGÍA está constituido por un conjunto de sociedades destinadas principalmente a la producción, el transporte y distribución y comercialización de la energía eléctrica; además, para diversificar la oferta energética, posee el 95% del Grupo Naturgas (para el desarrollo del negocio del gas) y participa en un 15,5% de EDP Renovables (para el desarrollo de la generación eólica). La sociedad matriz de grupo es Hidroeléctrica del Cantábrico S.A.

La sede social del grupo está situada en Oviedo, Asturias. Es en esta región donde se inició la actividad en 1920, con la constitución de la Sociedad Anónima Hidroeléctrica del Cantábrico - Saltos de Agua de Somiedo, y donde hoy mantiene su posición dominante, como avalan los siguientes datos: 2.834 MW brutos de generación

eléctrica instalados y atención del suministro a través de sus redes a casi el 88% de los clientes de la región (el 93% de la demanda total energética asturiana). [10]

**-Electra de Viesgo:** *Electra de Viesgo S. A.* fue una empresa española, fundada el 13 de julio de 1906, con sede en Santander, dedicada a la generación de energía eléctrica. Desde 2008 pertenece a la empresa pública alemana E.ON. Su denominación legal desde entonces es E.ON España.

Con casi 93.000 millones de euros en ventas y cerca de 85.000 empleados, E.ON es una de las mayores compañías energéticas de capital privado del mundo.

Con un equipo de 1.300 profesionales y más de 600.000 clientes, E.ON España opera en los mercados liberalizados de generación y comercialización y en el mercado regulado de distribución de energía eléctrica. [11]



En este tercer punto se va a analizar el estado actual de las principales energías, tanto renovables como no renovables, en España.

### **3.-ESTADO DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA**

Para comenzar se va a hacer un resumen global de la situación del sector energético español en estos últimos años para así poder conocer la situación de cada energía, en qué estado se encontraba años atrás y los cambios que ha sufrido la energía.

- El consumo de energía primaria en 2010 se incrementó en un 1,2% respecto al del año 2009, recuperándose el crecimiento tras el descenso en éste por la crisis económica internacional. Esta evolución ha venido acompañada del aumento de los precios de las energías primarias en los mercados internacionales, tras la fuerte caída en el segundo semestre de 2008 y 2009, aunque los precios en 2010 fueron muy inferiores a los alcanzados en el primer semestre de 2008.

- La demanda de energía final se incrementó un 2,3% en 2010, derivada de la recuperación del consumo en algunos de los sectores industriales más intensivos en consumo energético, el comercio y los servicios, tras la fuerte caída del año 2009, sumando a esto que las condiciones climáticas han sido ligeramente más severas que las del año anterior.

- El aumento del consumo de energía primaria en 2010 ha sido inferior al de la energía final, debido al cambio de estructura de la generación eléctrica que se viene registrando en los últimos años. En concreto, en 2010, el aumento de las producciones eléctricas eólicas, solares y la generación hidroeléctrica, permitió un menor recurso a la generación termoeléctrica con carbón, gas y productos petrolíferos, que tienen menor rendimiento por el tipo de tecnología empleada, además de mayor impacto sobre el medio ambiente.

- La demanda energética ha registrado una tasa de aumento superior a la del PIB, por lo que, en el año 2010, creció la intensidad energética de nuestra economía, incrementándose un 2,4% la intensidad energética final y un 1,3% la primaria. No obstante, la tendencia de mejora de estos indicadores se mantiene desde el año 2004, con una mejora del 11,3% en intensidad energética final y del 14% en primaria desde dicho año. Esta mejora está siendo superior a la media de los países de la UE.

Se ha iniciado además, el proceso de elaboración de la nueva Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2012-2020, que contendrá las infraestructuras previstas en ese período temporal, ajustadas a la evolución actual de la demanda energética.

En el sector eléctrico, durante 2009 y 2010, se establecieron los mecanismos para la eliminación del déficit de tarifa, estableciendo un calendario que permitirá alcanzar la suficiencia tarifaria en los costes regulados a partir del año 2013. Además, respecto a los costes liberalizados, se han diseñado los mecanismos que garantizan una formación eficiente de los precios, a través de la celebración de subastas periódicas.

En materia de eficiencia energética, en 2010 continuó la aplicación del Plan de Activación del Ahorro y la Eficiencia Energética 2008-2011, que supone una ambiciosa iniciativa del Gobierno para desarrollar medidas que intensifiquen el ahorro y eficiencia energética, que se enmarcan dentro de tres ejes estratégicos: movilidad sostenible, edificación sostenible y sostenibilidad energética.

A lo largo del año 2010 se desarrollaron las medidas contempladas en el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010. En 2010, las energías renovables, incluyendo la hidroeléctrica, han cubierto el 11,1% del consumo de energía primaria. Teniendo en cuenta una evolución homogénea de hidráulicidad y eolicidad, las energías renovables aportaron el 13,2% del consumo de energía final bruta y las fuentes energéticas de mayor crecimiento fueron la generación eléctrica eólica y solar, y, especialmente, la hidroeléctrica.

En 2010 continuaron los trabajos para la elaboración del nuevo Plan de Energías Renovables, que se ha aprobado en 2011 y tendrá un ámbito temporal hasta 2020, con el objetivo de cumplir los compromisos asumidos por España dentro del plan de energías renovables de la UE, alcanzando las energías renovables en dicho año, al menos, el 20% de la energía final bruta antes indicada.

Dentro de este plan, se prevé también el progresivo desarrollo de las interconexiones eléctricas con el objetivo de disponer en 2020 de una capacidad en las interconexiones que permita la integración de las energías renovables en el sistema de una manera sostenible técnica y económicamente.

También hubo en el año 2010 una importante actividad internacional en los temas energéticos relacionados con el medio ambiente, continuando el proceso iniciado el año anterior por el Consejo de la Unión Europea, que aprobó el paquete de medidas legislativas sobre energía y cambio climático, que tiene como objetivo reducir las emisiones del conjunto de la Unión Europea en el año 2020 un 20% con respecto a los niveles de 1990, contemplándose también la posibilidad de elevar esta reducción hasta el 30% si se produce un acuerdo internacional en que otros países que originan un alto porcentaje de las emisiones de gases de efecto invernadero, asumen compromisos equivalentes.

La UE también se propone para el año 2020 obtener un 20% de su energía de fuentes renovables y, mediante la mejora de la eficiencia energética, reducir su consumo de energía hasta un 20%.

Con el objetivo de alcanzar la convergencia con los países de la UE-27, España se ha fijado un objetivo de continuar reduciendo la intensidad energética el 2% cada año hasta 2020.

Finalmente, ha continuado el desarrollo de las actividades de I+D+i en el sector energético, según los objetivos establecidos en el Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica, 2008-2011. La Acción Estratégica de Energía y Cambio Climático 2008-2011 es un instrumento mediante el cual el Gobierno articuló un conjunto de cuatro Subprogramas Nacionales, uno de los cuales es el Subprograma de Energía, con objeto de favorecer un modelo energético sostenible



que fomente el uso de las fuentes de energías renovables, la eficiencia energética, el desarrollo de tecnologías de combustión limpia o tecnologías emergentes y el avance en las áreas de la movilidad sostenible y el cambio modal en el transporte, la promoción de la edificación sostenible y las áreas de mitigación del cambio climático no energéticas, observación del clima y adaptación al cambio climático.

También en esta área, tiene gran relevancia el Strategic Energy Technology Plan (SET Plan) impulsado por la Comisión Europea, con el objetivo de acelerar el desarrollo e implantación de tecnologías bajas en carbono que sean competitivas en costes. En 2010, se ha progresado en la definición de la Alianza Europea de Investigación Energética-European Energy Research Alliance (EERA), que se configura como uno de los nuevos instrumentos del SET-Plan para incrementar la capacidad de Europa en la Investigación de Tecnologías Energéticas con bajas emisiones de carbono. Se ha realizado un importante esfuerzo en la organización de la estructura de la Alianza y se han iniciado los primeros programas conjuntos (Joint Programmes). Durante la conferencia plenaria del SET Plan en Madrid fueron lanzadas las primeras iniciativas industriales europeas (EII) en los campos de Energía Eólica, Energía Solar, Captura y Almacenamiento de Carbono y Redes Inteligentes.

En resumen, durante 2010 y 2011, continuó el impulso del Gobierno a los mercados energéticos, mediante un conjunto de medidas integradas, de liberalización de los sectores de gas y electricidad, de ahorro y eficiencia en la demanda, de incremento de la participación de las energías renovables en la oferta y de cumplimiento de los objetivos relacionados con el cambio climático. El conjunto de ellas, se orienta al logro de un modelo energético sostenible en el largo plazo, con nuevas energías y nuevos desarrollos tecnológicos que contribuyen a la recuperación de la economía, considerando sus efectos medioambientales, y con medidas de gestión de la demanda como complemento a las políticas de oferta, para garantizar la seguridad energética futura. [2]

### **3.1-ENERGÍAS NO RENOVABLES**

Las energías no renovables son aquellas que no se pueden reponer cuando se gastan. Es decir, que en algún momento se acabarán, y serán necesarios millones de años para contar nuevamente con ellas.

Las energías no renovables son aquellas cuyas reservas son limitadas y se agotan con el uso. Las principales son la energía nuclear y los combustibles fósiles (el petróleo, el gas natural y el carbón).

#### **3.1.1-ENERGÍA NUCLEAR**

En España hay 8 unidades nucleares en funcionamiento, situadas en seis emplazamientos, que suponen una potencia instalada de 7.777 MW, lo que representa el 7,4 % de la potencia total de generación eléctrica instalada.

La producción bruta de energía eléctrica de origen nuclear durante 2010 fue de 61.991 GWh, lo que supuso una contribución del 20,6% al total de la producción nacional. En 2010 esta producción eléctrica nuclear se ha incrementado un 17,5% respecto a la del año anterior, debido a que en este año han tenido lugar solamente cuatro paradas de recarga, frente a las siete del pasado año.

El factor de carga (relación entre la energía eléctrica producida en un período de tiempo y la que se hubiera podido producir en ese mismo período funcionando a la potencia nominal) del parque nuclear español durante 2010 ha sido del 90,80%, y el Factor de disponibilidad (relación entre el tiempo que la central ha estado acoplada a la red en el tiempo total considerado), del 91,33%.

Mediante la **Orden Ministerial ITC/1588/2010**, del 7 de junio de 2010, se concedió la renovación de las dos unidades de la central nuclear de Almaraz, y mediante la **Orden Ministerial ITC/2149/2010**, del 21 de julio de 2010, se otorgó la renovación de la autorización de explotación de la central nuclear Vandellós II, todas ellas por un periodo de 10 años, de acuerdo con el informe del Consejo de Seguridad Nuclear.

[2] [13]

Central	Tipo	Año entrada en servicio (1.ª conexión)	Potencia Instalada (MWe)	Producción Bruta (GWh)
S.M.Garóña	BWR	1971	466	3.830
Almaraz I	PWR	1981	1.035	8.168
Ascó I	PWR	1983	1.028	8.354
Almaraz II	PWR	1983	983	7.292
Cofrentes	BWR	1984	1.085	9.549
Ascó II	PWR	1985	1.027	7.680
Vandellós II	PWR	1987	1.087	8.875
Trillo	PWR	1988	1.066	8.243
<b>TOTAL</b>			<b>7.777</b>	<b>61.991</b>

BWR= reactor de agua en ebullición.

PWR= reactor de agua a presión

Tabla 1: Potencia Eléctrica y producción de origen Nuclear

### INSTALACIONES NUCLEARES EN ESPAÑA

Las centrales españolas están participadas, en diferentes proporciones según cada central, por las empresas privadas siguientes: Nuclenor, Endesa, Unión Fenosa, Iberdrola y HC Energía, habiendo ocupado algunas de ellas puestos delanteros en clasificaciones internacionales de las mejores centrales nucleares.

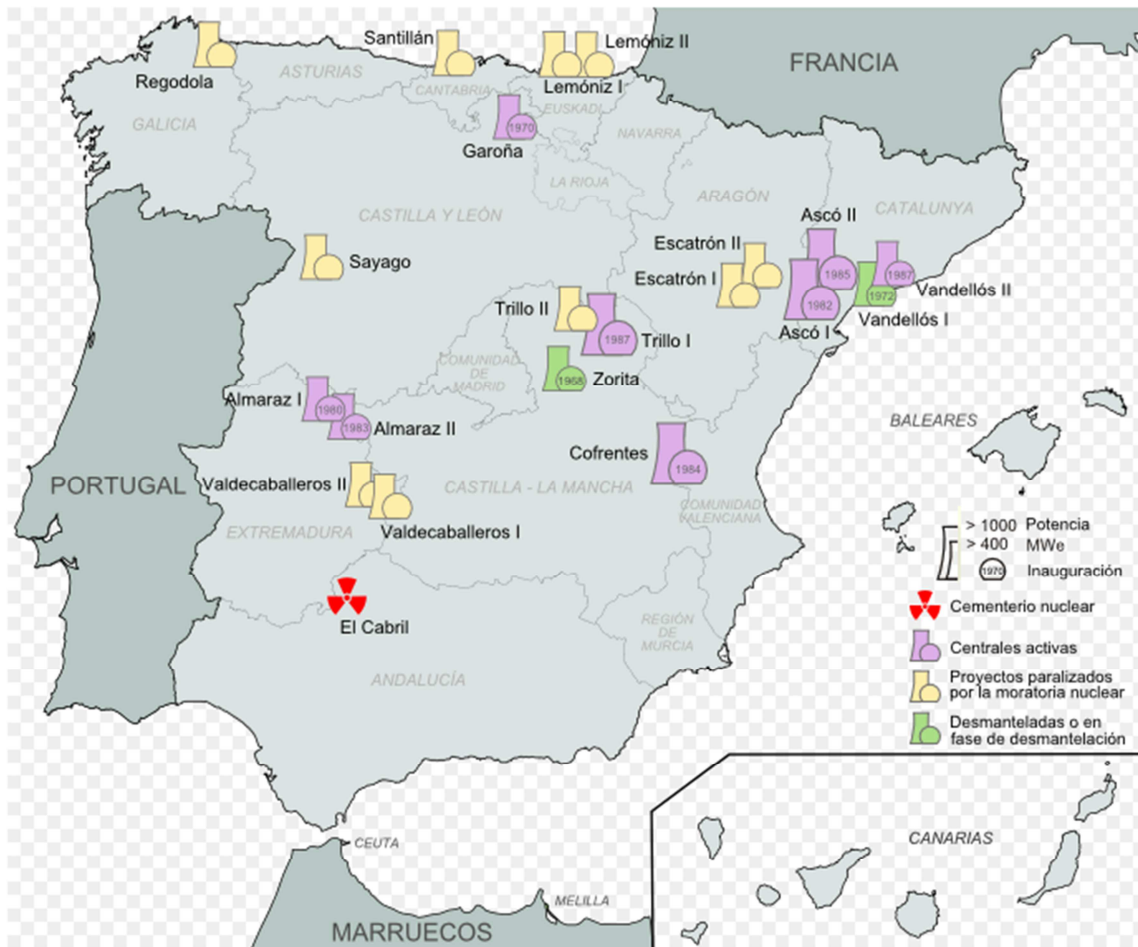


Figura 1: Emplazamiento de las Instalaciones Nucleares en España

### **3.1.2-ENERGÍA FÓSIL**

Los combustibles fósiles se pueden utilizar en forma sólida (carbón), líquida (petróleo) o gaseosa (gas natural). Son acumulaciones de seres vivos que vivieron hace millones de años y que se han fosilizado formando carbón o hidrocarburos. En el caso del carbón se trata de bosques de zonas pantanosas, y en el caso del petróleo y el gas natural de grandes masas de plancton marino acumuladas en el fondo del mar. En ambos casos la materia orgánica se descompuso parcialmente por falta de oxígeno y acción de la temperatura, la presión y determinadas bacterias de forma que quedaron almacenadas moléculas con enlaces de alta energía.

La energía más utilizada en el mundo es la energía fósil. Se distinguen entre dos tipos de reservas: las “reservas identificadas” aunque no estén explotadas, y las “reservas probables”, que se podrían descubrir con las tecnologías futuras. Según los cálculos, el planeta puede suministrar energía durante 40 años más (si sólo se utiliza el petróleo) y más de 200 (si se sigue utilizando el carbón). Hay alternativas actualmente en estudio: la energía físil (nuclear y no renovable), las energías renovables, las pilas de hidrógeno o la fusión nuclear. [13]

#### **3.1.2.1-CARBÓN**

Globalmente la producción de hulla más antracita (hard coal) en el 2010, se redujo un 13,9% con respecto al año 2009, debido principalmente al descenso del consumo de carbón para generación eléctrica. Aún con este descenso, la producción fue superior a la demanda, aumentando las existencias, parte de la producción se destinó a “Almacenamiento Estratégico Temporal” y otra parte quedó almacenada en las minas. La reducción fue mayor en la producción de antracita que en la hulla, puesto que HUNOSA mantuvo la producción planificada. En los lignitos negros disminuyó la producción el 1,9%.

	2009	2010	2010/09	2009	2010	2010/09
	(Miles de toneladas)		%	(Miles de tec)(1)		%
<b>+ PRODUCCIÓN</b>	<b>9.448</b>	<b>8.434</b>	<b>-10,7</b>	<b>5.553</b>	<b>4.335</b>	<b>-21,9</b>
Hulla	4.060	3.211	-20,9	2.620	1.845	-29,6
Antracita	2.894	2.777	-4,1	1.895	1.616	-14,7
Lignito negro	2.494	2.446	-1,9	1.038	873	-15,8
<b>+ VARIACIÓN DE STOCKS (2)</b>	<b>-5.778</b>	<b>-2.778</b>		<b>-3.500</b>	<b>-1.517</b>	
Hulla y antracita	-4.473	-2.395		-2.959	-1.353	
Lignito negro	-1.305	-384		-541	-164	
Lignito pardo						
<b>+ IMPORTACIÓN</b>	<b>17.156</b>	<b>13.021</b>	<b>-24,1</b>	<b>14.436</b>	<b>10.969</b>	<b>-24,0</b>
Hulla coquizable	2.055	2.777	35,1	1.978	2.659	34,4
Hulla no coquizable	14.980	10.041	-33,0	12.341	8.114	-34,3
Coque	121	204	68,4	116	195	67,9
<b>- EXPORTACIÓN</b>	<b>1.573</b>	<b>1.858</b>	<b>18,2</b>	<b>1.416</b>	<b>1.697</b>	<b>19,8</b>
Hulla y antracita	1.376	1.488	8,2	1.212	1.314	8,4
Coque	197	370	87,9	204	384	88,1
<b>= CONSUMO INTERIOR BRUTO</b>	<b>19.253</b>	<b>16.819</b>	<b>-12,6</b>	<b>15.072</b>	<b>12.090</b>	<b>-19,8</b>

(1) Toneladas equivalentes de carbón. (2) Existencias iniciales-Existencias finales.

Tabla 2: Balance de Carbón

## SMART GRIDS: PRESENTE Y FUTURO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

	2009	2010	2010/09	2009	2010	2010/09
	(Miles de toneladas) %			(Miles de tec) (1) %		
<b>1. Generación eléctrica</b>	16.134	12.977	-19,6	11.931	8.437	-29,3
1.1 Compañías eléctricas	15.836	12.652	-20,1	11.772	8.284	-29,6
Hulla y antracita	3.222	1.001	-68,9	2.095	648	-69,1
Lignito negro	1.415	902	-36,2	589	386	-34,4
Carbón importado	11.199	10.749	-4,0	9.088	7.250	-20,2
1.2 Autoprodutores	298	325	9,4	159	153	-4,1
<b>2. Transf. en coquerías y A.H.</b>	2.363	2.653	12,3	2.481	2.654	6,9
<b>3. Fábricas de cemento</b>	35	40	14,6	30	35	15,5
<b>4. Inyección en H.A.</b>	289	677	134,5	271	583	115,3
<b>5. Resto sectores y consumos propios</b>	433	472	8,9	359	382	6,6
<b>Total</b>	<b>19.253</b>	<b>16.819</b>	<b>-12,6</b>	<b>15.072</b>	<b>12.090</b>	<b>-19,8</b>

Tabla 3: Sectorización del Consumo de Carbón

[2]

### 3.1.2.2-PETRÓLEO

El petróleo y sus derivados constituyen la mayor parte de la energía consumida en España (en 2010, un 47,3% de la energía primaria provino del petróleo). El consumo de productos petrolíferos en 2010, excluyendo los consumos propios de refinerías y pérdidas, disminuyó un 2,9% respecto al año anterior para situarse en 65,5 millones de toneladas.

	2009	2010	%2010/09
GLP	1.840	1.851	0,6
GASOLINAS	5.872	5.421	-7,7
QUEROSENO	5.133	5.247	2,2
GASÓLEOS:	32.468	31.867	-1,9
• Gasóleo A+B	28.477	27.814	-2,3
• Gasóleo C	2.513	2.580	2,7
• Otros	1.477	1.473	-0,3
FUEL OIL	11.154	10.415	-6,6
COQUE DE PETRÓLEO	3.046	4.260	39,9
NAFTAS	2.033	2.173	6,8
OTROS PRODUCTOS	5.896	4.254	-27,8
<b>TOTAL</b>	<b>67.443</b>	<b>65.488</b>	<b>-2,9</b>

(1) No incluye consumos propios de refinerías y pérdidas.

Tabla 4: Consumo de Productos Petrolíferos (1) (Unidad: Miles de Toneladas)

## SMART GRIDS: PRESENTE Y FUTURO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Aunque en España existen yacimientos de petróleo, su producción en 2010 fue sólo de 122 miles de toneladas, lo que hace que la práctica totalidad del crudo que se trata en las refinerías españolas tenga que ser importado. Los campos productores siguen siendo: Lora (Burgos), Casablanca-Montanazo (Casablanca), Rodaballo y Angula-Casablanca (Boquerón), situados estos tres últimos en el mar Mediterráneo en el entorno de la plataforma "Casablanca" frente a las costas de Tarragona.

CAMPOS	PRODUCCIÓN		
	Bbl	Tm	% (*)
LORA	31.728,8	4.523,0	3,71
UNITIZACIÓN CASABLANCA- MONTANAZO D	456.677,5	62.990,0	51,73
RODABALLO	117.059,8	15.124,0	12,42
UNITIZACIÓN ANGULA- CASABLANCA	297.726,0	39.123,0	32,13
<b>TOTAL</b>	<b>903.192,1</b>	<b>121.760,0</b>	<b>100,00</b>

Tabla 5: Producción de yacimientos de Petróleo crudo en 2010

Mientras que los principales países suministradores en 2010 fueron Rusia, México, Irán, Libia, Arabia Saudita y Nigeria. [2] [13]

	2009	Estructura %	2010	Estructura %	Tasa de variación %2010/09
Oriente Medio	15.058	28,8	16.559	31,6	10,0
Arabia Saudí	5.807		6.571		
Irán	6.270		7.671		
Irak	2.250		1.905		
Otros	731		412		
Africa	17.387	33,2	18.778	35,8	8,0
Argelia	1.081		1.010		
Libia	5.041		6.826		
Nigeria	5.398		5.579		
Otros	5.867		5.363		
Europa	10.381	19,9	7.944	15,1	-23,5
Reino Unido	1.193		405		
Rusia	8.201		6.585		
Otros	987		954		
América	8.649	16,5	7.625	14,5	-11,8
Méjico	5.657		5.928		
Venezuela	2.680		789		
Otros	312		908		
Resto	822	1,6	1.555	3,0	
<b>Total</b>	<b>52.297</b>		<b>52.461</b>		<b>0,3</b>

Tabla 6: Procedencia del Petróleo crudo importado en España (Miles de Toneladas)

### 3.1.2.3-GAS NATURAL

El consumo de gas natural en 2010, excluyendo consumos propios y pérdidas, fue de 397.689 GWh, lo que supone un descenso del 0,2% respecto al año 2009.

Las demandas finales en la industria y en el sector doméstico-comercial han crecido significativamente, tras la fuerte caída del año anterior, sin embargo, ha bajado el consumo en centrales eléctricas de ciclo combinado, por lo que en conjunto, la demanda primaria de gas natural se ha reducido ligeramente en 2010. La participación de esta energía en el balance de energía primaria fue del 23,5% en 2010, ligeramente inferior al peso del año anterior.

	2009	2010	Estructura %	% 2010/09
Doméstico-comercial	55.945	64.328	16,2	15,0
– Gas natural	55.497	64.279	16,2	15,8
– Gas manufacturado (2)	448	49	0,0	-89,1
Industrial	133.185	146.232	36,8	9,8
Materia prima	4.874	6.131	1,5	25,8
Cogeneración (3)	47.890	50.348	12,7	5,1
Generación eléctrica convencional	157.226	130.699	32,9	-16,9
Total gas natural	398.673	397.689	100,0	-0,2
Total gas natural y manufacturado	399.121	397.738	100,0	-0,3
Demanda final de GLP (butano y propano) (4)	1.840	1.843		0,2

(1) No incluye consumos propios ni pérdidas.  
(2) Gas procedente de fuentes distintas del gas natural.  
(3) Estimación del gas empleado en generación eléctrica.  
(4) Miles de toneladas.

Tabla 7: Demanda de Gas (GWh)

En el año 2010 el total de los abastecimientos de gas natural para el consumo interior se produce a través de importaciones e intercambios al ser muy baja la producción nacional. Las importaciones en 2010 ascendieron a 413.964 GWh lo que supone un incremento del 0,4 % respecto al año 2009, en línea con la evolución de la demanda.

Un 76 % de dichos aprovisionamientos llega en forma de gas natural licuado (GNL) a las plantas de regasificación disponibles en el sistema, lo que permite una gran diversificación de aprovisionamientos. El 24% restante se importa en forma de gas natural (GN) a través de las conexiones inter-nacionales de Larrau, Tarifa y Badajoz, no habiéndose registrado importaciones por Tuy (Pontevedra). [2] [13]

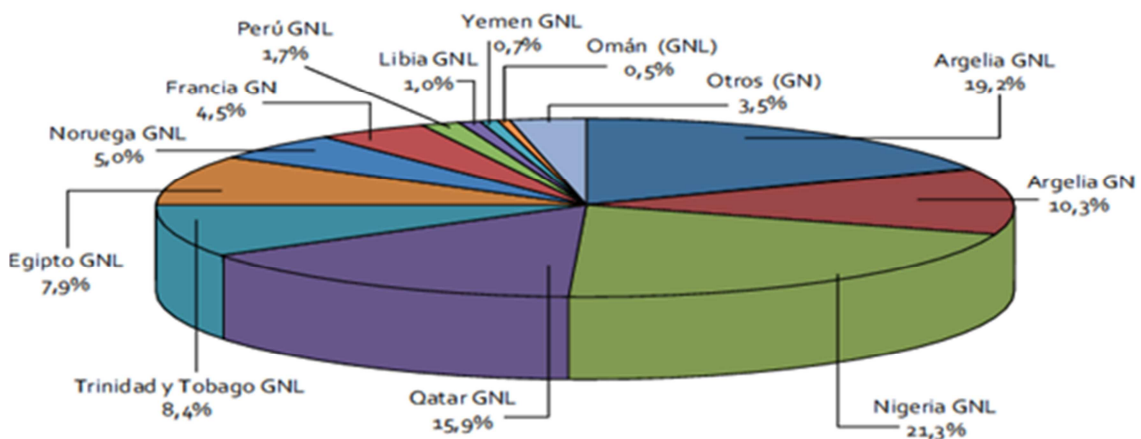


Gráfico 6: Procedencia de los abastecimientos de Gas en 2010



### **3.2-ENERGÍAS RENOVABLES**

La generación, transporte y uso de la energía es una de las actividades del hombre con mayor repercusión negativa en el Medio Ambiente.

Sin embargo, frente a las fuentes convencionales, las energías renovables, recursos limpios e inagotables que nos proporciona la naturaleza, tienen un impacto prácticamente nulo y siempre reversible.

Las energías renovables, además, por su carácter autóctono contribuyen a disminuir la dependencia de nuestro país de los suministros externos, aminoran el riesgo de un abastecimiento poco diversificado y favorecen el desarrollo tecnológico y la creación de empleo.

Las energías renovables están convirtiéndose en una parte importante del mix energético nacional. En los últimos años, gracias al sistema de primas fijas, España y Alemania se han convertido en líderes mundiales en energías renovables.

Si bien queda un largo camino por recorrer, tecnologías como la eólica y la fotovoltaica se han consolidado como punteras a nivel mundial, con empresas españolas entrando en los mercados emergentes de Estados Unidos, China o India.

El objetivo marcado por el Gobierno para el año 2020, un 20% de la energía final bruta procedente de energías renovables, aún está alejado de la situación actual por lo que es necesario un esfuerzo común de políticos, empresas y ciudadanos para que las energías renovables nos aseguren una generación energética autóctona y limpia.



### 3.2.1-SITUACIÓN ACTUAL DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA

A principios del año 2011 el consumo de energía primaria se incrementó en un 1,2% con respecto al del año 2010, mientras que el consumo primario de energías renovables creció en un 21%, cerca de 2.500 ktep (kilo toneladas equivalentes de petróleo).

Con un consumo de 14,7 millones de tep (tonelada equivalente de petróleo) en 2010, las energías renovables continuaron la tendencia del año anterior, contribuyendo en cerca de un 11,1% a satisfacer las necesidades de energía primaria, casi dos puntos porcentuales más que en 2009. Así mismo, la participación de las energías renovables sobre el consumo bruto de energía final, nuevo indicador de contribución de las EERR de acuerdo con la **Directiva 2009/28/CE** de fomento de las energías renovables, alcanzó en 2010 un 13,2%.

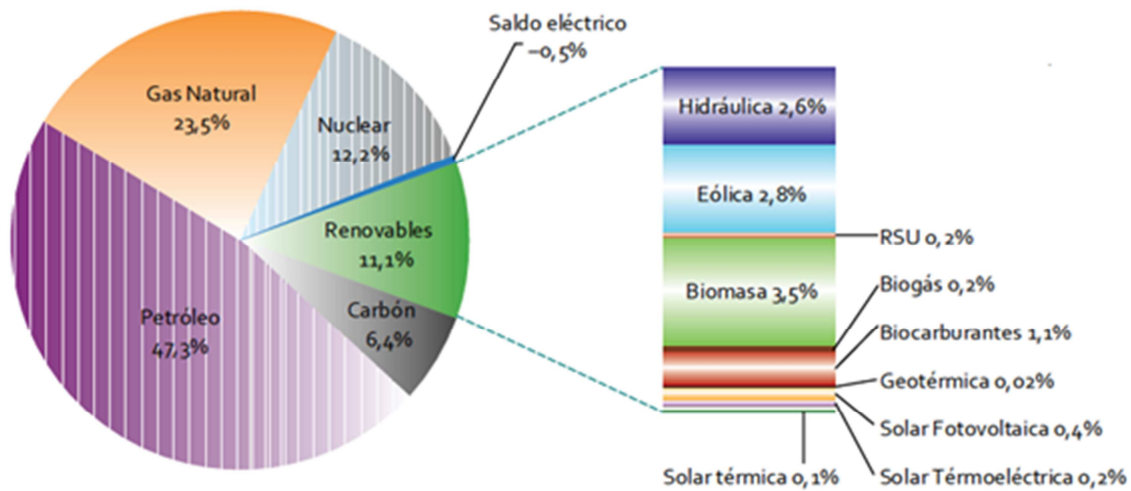


Gráfico 7: Consumo de Energía Primaria 2010  
Contribución por fuentes de energía

Con respecto a la generación eléctrica, la producción bruta de las energías renovables fue de 97.406 GWh, contribuyendo al 32,4% de la producción total del año 2010, excluyendo la producción eléctrica derivada de las instalaciones de bombeo. Con respecto al año anterior, la producción bruta renovable se ha incrementado en un 31%, pese a la práctica estabilización de la demanda eléctrica en 2010 con respecto a 2009, un 1,5% de incremento. Este hecho constata y confirman de nuevo a las energías renovables como una de las fuentes energéticas predominantes en la aportación al balance eléctrico anual, sobrepasando a la aportación de origen nuclear, 20,6%, y por primera vez superando a la producción eléctrica con gas natural, 31,7%.

Dentro de la producción eléctrica renovable el 88% fue aportado por las energías hidráulica y eólica. Debe destacarse que la hidraulicidad en 2010 fue superior a la de 2009, duplicándose la producción eléctrica de origen hidráulico. No obstante, pese al buen año hidráulico que supuso 2010, fue la energía eólica la que sostuvo superior aportación en comparación con la hidráulica, 45% frente a 43%.

La energía eólica ha experimentado en 2010 un incremento, en términos de producción, de más de un 15% con respecto al año anterior, como consecuencia, en parte, de su continuo aumento de potencia instalada.

Son importantes los avances en la gestión de la producción eléctrica de las fuentes renovables mencionadas. La eólica e hidráulica total cubren respectivamente un 14,6% y un 14,1% del total de la demanda eléctrica en 2010. Las mayores exportaciones y el funcionamiento de las plantas de bombeo hidráulico, hacen posible que en picos de mayor producción eléctrica renovable, dicha producción mejore su capacidad de gestión, alcanzando cifras mayores del 50% de cobertura de la demanda eléctrica nocturna, concretamente para el caso de la eólica tanto para 2010 como para el pasado 2009.

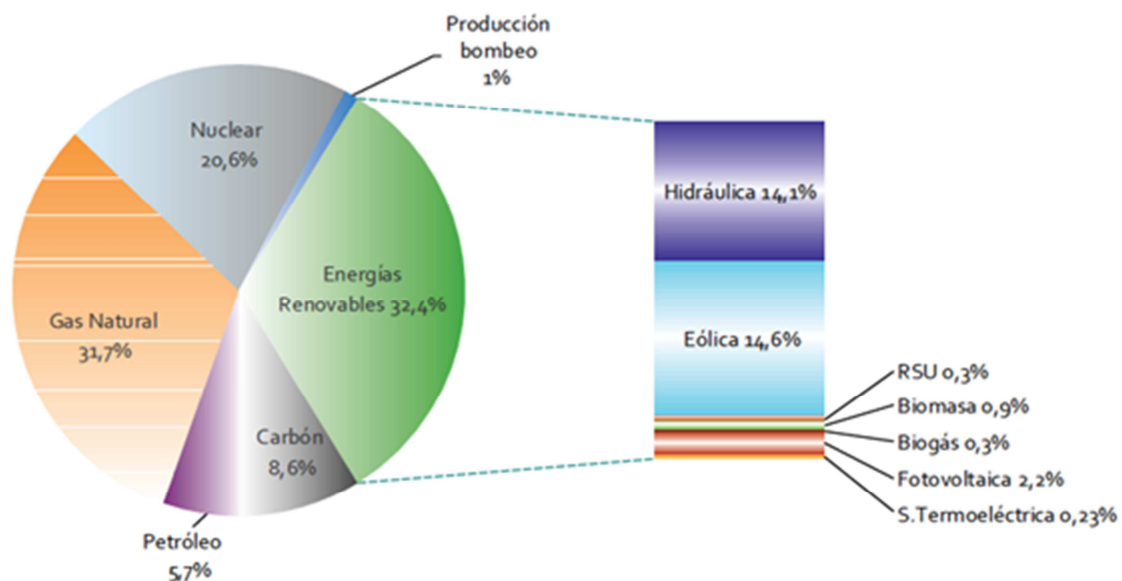


Gráfico 8: Estructura de Generación Eléctrica 2010

Adicionalmente, dentro del total de la demanda eléctrica renovable, cabe destacar especialmente los aumentos de las producciones derivadas de las tecnologías solares, habiéndose incrementado en un 18% la producción eléctrica en su conjunto.

Dentro de éstas, sobresale un año más el crecimiento relativo de la tecnología solar térmica de alta temperatura, cuya producción eléctrica fue cinco veces superior a la de 2009. Confirmando los pronósticos realizados sobre el desarrollo previsto para las tecnologías solares termoeléctricas en los próximos años, se registra su incremento de capacidad de 400 MW en 2010, alcanzando un total de 682 MW instalados a principios del año 2011, capacidad diez veces mayor a la existente en el año 2008.

Para finalizar con las tecnologías solares, y respecto al área fotovoltaica siguiendo los incrementos marcados por los cupos de pre-asignación, su contribución al balance eléctrico en 2010 fue de un 8,9% con respecto a 2009.

Dentro de la actividad de las energías renovables en 2010, también merece mención los progresos realizados en el consumo de biocarburantes, incrementándose en un 34% con respecto a 2009, y de esta manera manteniendo un crecimiento más sostenido que el de dicho año anterior, 73% de incremento en 2009/2008. Así, el consumo alcanzado en 2010 fue de 1.442 ktep.

En cuanto a la capacidad de producción de biocarburantes en España, ésta vuelve a ser una de las protagonistas que ha caracterizado los avances de las energías renovable en los últimos años, creciendo a un 50% de tasa media anual entre 2000-2010. En el año 2010, las plantas de biocarburantes en España alcanzaron una capacidad de producción anual de alrededor de 4.271 ktep, a pesar de que en el año 2010 se registró la parada de dos plantas de producción de biodiesel.

El consumo de energías renovables en nuestro país, como consecuencia de las diferentes políticas de intensificación de estas energías, viene mostrando desde hace una década una tendencia creciente, únicamente interrumpida en aquellos años especialmente secos. Así, cabe destacar que, aún bajo un marco de estabilidad del consumo primario total, el año 2010 ha conseguido alcanzar un abastecimiento de la demanda con energías renovables de más de 14,6 millones de tep, un 21% mayor que en el año anterior.

Entrando en esta visión de conjunto con respecto a la producción con fuentes de energías renovables, se destaca que tanto la producción de las áreas eléctricas como térmicas, sigue aumentando un año más con respecto al anterior. El conjunto de las áreas eléctricas llegó a producir cerca de 9,3 millones de tep, mientras que por su parte, el conjunto de las áreas térmicas alcanzó cerca de 4 millones de tep de producción térmica, siendo la biomasa de usos térmicos el área de mayor contribución con 3,7 millones de tep.

Por otra parte, si 2010 se hubiera caracterizado por ser un año tipo medio, el consumo de energías renovables habría superado los 15,7 millones de tep, alcanzando así el objetivo de consumo primario de las fuentes renovables previsto en el PER 2005-2010 del 12%.

El objetivo del anterior Plan de Energías Renovables 2005-2010 en el año 2010 era de un 12% de contribución de las energías renovables sobre el consumo primario total. El 12% suponía un objetivo de energías renovables que comprometía alcanzar los 20 millones de tep de producción renovable, sobre un total de 168 millones de tep de consumo de energía primaria. Finalmente, el consumo de energía primaria real en 2010 ascendió a 132 millones de tep, cuyo 12% supone 15,8 millones de tep. Bajo la hipótesis de producción energética en un año medio, en 2010 se habría alcanzado el umbral de los 15,8 millones de tep con renovables, cifra del objetivo del PER 2005-2010.

## SMART GRIDS: PRESENTE Y FUTURO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

A continuación, en el siguiente gráfico se presenta la evolución del consumo primario de energías renovables para el periodo 1990-2010, mostrando la tendencia creciente de consumo de energía primaria para estas tecnologías. A su vez, muestra los objetivos de consumo primario del PER 2005-2010. A modo de balance, cabe destacar que el conjunto de la biomasa, biogás, RSU y biocarburantes destaca por su mayor aporte sobre el total del consumo primario a lo largo del periodo, seguido de la eólica y la hidráulica, en dicho orden.

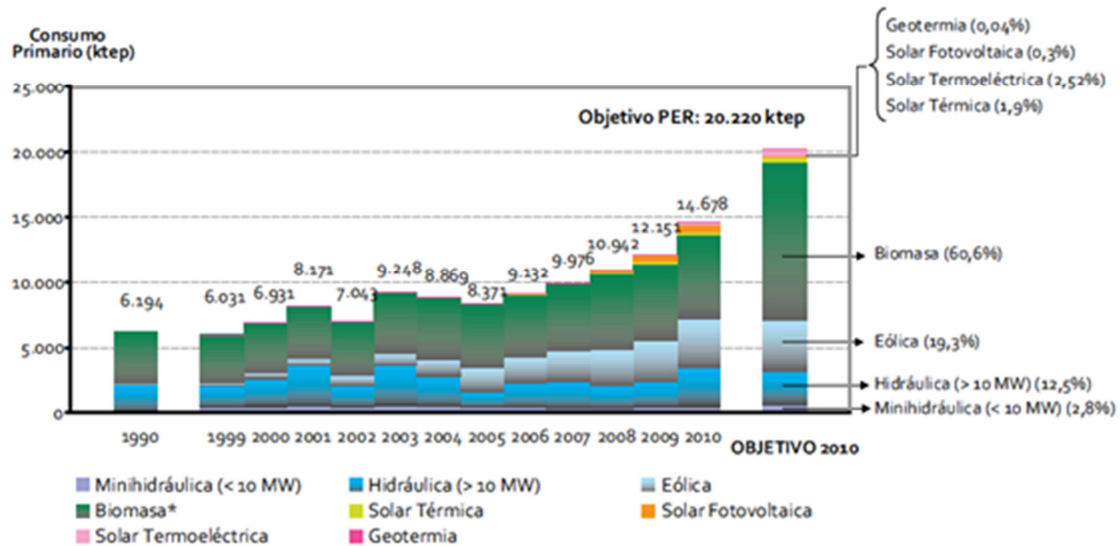


Gráfico 9: Evolución del consumo de Energías Renovables

Dentro de las aportaciones a la contribución renovable, el conjunto formado por la biomasa, biogás RSU y biocarburantes, obtiene un 44% de participación, comparado con el 60% previsto. Le sucede la energía eólica, que ha alcanzado el 26% de contribución, siete puntos porcentuales más que su participación inicialmente definida. La energía eólica es un caso exitoso de cumplimiento también por sus objetivos en potencia instalada, habiendo alcanzado a 31 de diciembre de 2010 los 20 GW de capacidad; su objetivo inicial en el Plan.

En tercer lugar, la energía hidráulica ha colaborado con el 23% de contribución renovable, un resultado mayor que el previsto (15,8%) gracias en parte, a la bondad del año hidráulico 2010. Finalmente, las áreas restantes como las tecnologías solares y geotermia, alcanzan contribuciones similares a la previsión del PER (por debajo del 2%); excepto la solar fotovoltaica, que se desmarca con un 4% de contribución al porcentaje de renovables 2010.

## SMART GRIDS: PRESENTE Y FUTURO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Para finalizar este análisis de la situación actual de las energías renovables en España, se va a proceder a mostrar todos los valores de potencia, producción (en diferentes términos) que registraron las diferentes energías renovables a finales del año 2010.

Producción en	Producción con energías renovables en 2010			
	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de Energía Primaria (Provisional 2010) (ktep)	Producción en términos de Energía Primaria (Año Medio) (ktep) <sup>(1)</sup>
<b>Generación de electricidad</b>				
Hidráulica (> 50 MW) <sup>(2)</sup>	11.792	27.156	2.175	1.876
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	3.087	10.450	837	531
Hidráulica (< 10 MW)	1.926	4.719	378	513
Biomasa	572	2.703	915	1.529
R.S.U.	115	663	213	312
Eólica	20.203	43.784	3.765	4.170
Solar fotovoltaica	3.642	6.495	558	470
Biogás	177	745	193	330
Solar termoelectrica	682	691	273	695
<b>TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS</b>	<b>42.197</b>	<b>97.406</b>	<b>9.307</b>	<b>10.427</b>
<b>Usos térmicos</b>	m <sup>2</sup> Solar t. baja temp.		(ktep)	
Biomasa			3.691	3.691
Biogás			34	34
Solar térmica de baja temperatura	2.364,568		183	183
Geotermia			21	21
<b>TOTAL ÁREAS TÉRMICAS</b>			<b>3.929</b>	<b>3.929</b>
<b>Biocombustibles (Transporte)</b>				
<b>TOTAL BIOCOMBUSTIBLES</b>			<b>1.442</b>	<b>1.442</b>
<b>TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES</b>			<b>14.678</b>	<b>16.479</b>
<b>CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (ktep)</b>			<b>132.123</b>	<b>132.123</b>
<b>Energías Renovables/Energía Primaria (%)</b>			<b>11,1%</b>	<b>12,0%</b>

<sup>(1)</sup> Datos de 2010, provisionales. Para las áreas eléctricas, se incluye la producción correspondiente a un año referencia de acuerdo a las horas medias y rendimientos considerados en el PER 2005-2010. Se consideran para ello las potencias en servicio a 31 de diciembre.

<sup>(2)</sup> No incluye la producción con bombeo.

Tabla 8: Producción con Fuentes Renovables en 2010

[2] [13] [14] [15]

### **3.3-PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2011-2020**

España prevé que en 2020 la participación de las renovables en nuestro país será del 22,7% sobre la energía final y un 42,3% de la generación eléctrica.

Este superávit podrá ser utilizado, a través de los mecanismos de flexibilidad previstos en la Directiva de renovables, para su transferencia a otros países europeos que resulten deficitarios en el cumplimiento de sus objetivos.

Las estimaciones han sido informadas a la Comisión Europea en cumplimiento de la Directiva de Energías renovables recientemente aprobada.

La aportación de las energías renovables al consumo final bruto de energía en España se estima para el año 2020 en un 22,7%, casi tres puntos superior al objetivo obligatorio fijado por la Unión Europea para sus estados miembros, mientras que la aportación de las renovables a la producción de energía eléctrica alcanzará el 42,3%, con lo que España también superará el objetivo fijado por la UE en este ámbito (40%).

Los datos están contenidos en el anticipo del Plan de Renovables 2011-2020, enviado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a la Comisión Europea en cumplimiento de la propia directiva comunitaria sobre la materia (2009/28/CE), que contempla objetivos obligatorios de energías renovables para la UE y para cada uno de los Estados miembros en el año 2020, y la elaboración por parte de éstos de planes de acción nacionales para alcanzar dichos objetivos.

Cada país miembro de la UE ha notificado a la Comisión, antes del 1 de enero de 2010, una previsión en la que se indica:

- Su estimación del exceso de producción de energía procedente de fuentes renovables con respecto a su trayectoria indicativa que podría transferirse a otros Estados miembros, así como su potencial estimado para proyectos conjuntos hasta 2020, y
- Su estimación de la demanda de energía procedente de fuentes renovables que deberá satisfacer por medios distintos de la producción nacional hasta 2020.

*El Plan español de Energías Renovables 2011-2020*

El Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2011-2020 se encuentra actualmente en proceso de elaboración, por lo que tanto el escenario como los objetivos para cada una de las tecnologías renovables durante este periodo pueden ser objeto de revisión. Para la formación del escenario del mapa energético en 2020, se ha tenido en cuenta la evolución del consumo de energía en España, el alza de los precios del petróleo en relación a los mismos en la década de los noventa y la intensificación sustancial de los planes de ahorro y eficiencia energética.

Las conclusiones principales del informe notificado a la Comisión Europea son las siguientes:

- En una primera estimación, la aportación de las energías renovables al consumo final bruto de energía sería del 22,7% en 2020 (frente a un objetivo para España del 20% en 2020), equivalente a unos excedentes de energía renovable de aproximadamente de 2,7 millones de toneladas equivalentes de petróleo (tep).
- Como estimación intermedia, se prevé que en el año 2012 la participación de las energías renovables sea del 15,5% (frente al valor orientativo previsto en la trayectoria indicativa del 11,0%) y en 2016 del 18,8% (frente a al 13,8% previsto en la trayectoria).
- El mayor desarrollo de las fuentes renovables en España corresponde a las áreas de generación eléctrica, con una previsión de la contribución de las energías renovables a la generación bruta de electricidad del 42,3% en 2020.

CONSUMO FINAL DE ENERGÍAS RENOVABLES (en ktep)	2008	2012	2016	2020
Energías renovables para generación eléctrica	5.342	8.477	10.682	13.495
Energías renovables para calefacción/refrigeración	3.633	3.955	4.740	5.618
Energías renovables en transporte	601	2.073	2.786	3.500
Total en Renovables en ktep	9.576	14.504	18.208	22.613
Total en Renovables según Directiva	10.687	14.505	17.983	22.382

CONSUMO DE ENERGÍA FINAL (en ktep)	2008	2012	2016	2020
Consumo de energía bruta final	101.918	93.321	95.826	98.677
% Energías Renovables/Energía Final	10.5%	15.5%	18.8%	22.7%

Tablas 9 y 10: Consumo español de Renovables y su aportación en la Energía Final  
(Metodología Comisión Europea)

España hace saber en el informe enviado a Bruselas que está interesada en aprovechar las oportunidades que ofrecen los mecanismos de flexibilidad recogidos en la Directiva, en especial las transferencias estadísticas basadas en acuerdos bilaterales y proyectos conjuntos con terceros países.

No obstante, para el aprovechamiento de los excedentes de energía renovable estimados, sobre los que España puede obtener significativos beneficios por su transferencia mediante los mecanismos de flexibilidad previstos en la Directiva, y habida cuenta que alrededor de dos tercios de la generación eléctrica renovable en 2020 se estima sea de carácter no gestionable, resulta indispensable un mayor desarrollo de las interconexiones eléctricas de España con el sistema eléctrico europeo, circunstancia sobre la que se ha llamado especial atención en el informe remitido a Bruselas. [16]





## 4.-INTRODUCCIÓN A LAS SMART GRIDS

Para empezar a entender lo que supone y en qué consiste el establecimiento en las Smart Grids en el Sistema Eléctrico Internacional, tiene que saberse qué son las Smart Grids en sí mismo.

Por ello, en este cuarto punto se van a tratar de explicar qué son, en qué consisten, cuáles son sus objetivos, sus características y qué beneficios tienen las Smart Grids.

### 4.1-¿QUÉ ES UNA SMART GRID?

Aunque no existe una definición general estándar, la Plataforma Tecnológica Europea de Smart Grids (Smart Grids: European Technology Platform) define una red inteligente como “una red eléctrica capaz de integrar de forma inteligente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ella (generadores, consumidores y aquellos que realizan ambas acciones) con el fin de distribuir de forma eficiente y segura el suministro eléctrico, desde el punto de vista sostenible y económico”. [17]

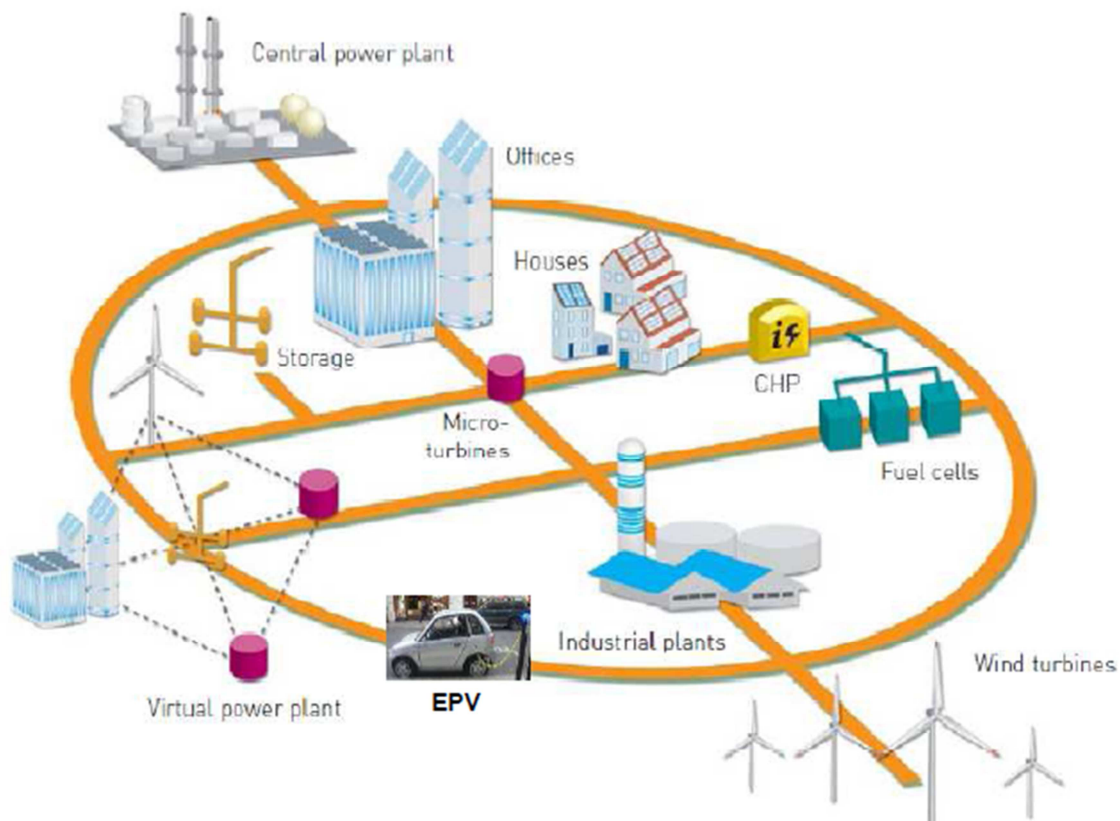


Figura 2: Representación del concepto SMART GRIDS

El principio básico que está detrás de esta nueva red eléctrica inteligente es el flujo bidireccional de información y de electricidad entre el cliente final y la compañía eléctrica.

Para ello cobran importancia las infraestructuras y tecnologías de comunicación de datos, y surgen nuevos conceptos como los contadores inteligentes, los sensores inteligentes o los dispositivos inteligentes (Ej: electrodomésticos).

Los objetivos de diseño de esta nueva red incluyen:

- Que sea capaz de sentir las sobretensiones y de enrutar la electricidad por caminos alternativos para prevenir o minimizar apagones. En este mismo sentido se busca que la Red sea capaz de funcionar de manera autónoma, tomando decisiones rápidas por sí misma ante situaciones complejas, siempre alineadas con los objetivos tanto de la compañía eléctrica, como de los consumidores y los reguladores.
- Muy relacionado con lo anterior es que la Smart Grid ha de ser robusta ante desastres naturales, ataques físicos o ciberataques, minimizando las consecuencias de los mismos, y siendo capaz de reanudar la actividad normal rápidamente. Para ello se busca una arquitectura más descentralizada y el uso de protocolos seguros.
- Se busca que la red sea eficiente, capaz de cubrir los incrementos de demanda sin necesidad de añadir nueva infraestructura. Por ejemplo, esto se traduciría en que ante picos de demanda (aire acondicionado en verano o calefacciones en invierno), la energía sobrante en unos lugares sea derivada hacia otros donde sea necesaria. Actualmente se acoplan centrales de parche (basadas en carbón o petróleo), que son difíciles de incorporar a la red, viejas y poco cuidadosas con el medio ambiente.
- Incorporar a la misma a los nuevos productores de electricidad como las huertas/granjas solares y los parques eólicos.
- Permitir que el cliente final decida cómo, cuándo y cuánta electricidad usa, de manera que este uso se ajuste a sus preferencias individuales de presupuesto, compromiso con el medio ambiente, etc...
- Mejorar la calidad de la energía suministrada, lo que se traduce en evitar fluctuaciones de la tensión (picos y bajos) y evitar interrupciones puntuales.
- Ha de ser más "verde", lo que es consecuencia directa de varios factores ya mencionados. Hoy en día la responsabilidad social es fundamental para la imagen corporativa.

Pero todos estos cambios conllevarán una serie de consecuencias en el día a día de las personas y en la forma de entender este servicio básico para nuestras vidas.

Siendo algunas de las consecuencias/ventajas las siguientes:

- Las compañías eléctricas monitorizarán en tiempo real la energía consumida a través del uso de contadores inteligentes.
- El uso de dispositivos inteligentes, como los termostatos o lavavajillas inteligentes, permitirá que éstos se pongan de manera automática en marcha cuando el precio de la energía sea más barato, permitiendo al cliente reducir la factura.
- En momentos de picos de consumo, la compañía eléctrica podrá disminuir el consumo eléctrico de los dispositivos inteligentes (Ej: subiendo varios grados la temperatura objetivo del sistema de aire acondicionado de los clientes)
- Obtener estadísticas de consumo por cada aparato, lo que se traduce en qué dispositivo resulta más caro desde el punto de vista de consumo eléctrico.
- El cliente podrá acogerse a planes de ahorro que proponga la compañía eléctrica de manera que se ajuste el gasto al presupuesto. Esto enlaza con el ejemplo de permitir a la compañía eléctrica que tome el control de los dispositivos inteligentes.
- Identificar y aislar los focos de apagones para poder actuar de manera inmediata en su resolución. Hoy en día estamos acostumbrados a que se hagan conjeturas sobre el posible motivo de un apagón, y hasta pasados varios días o semanas, no se sabe realmente cuál ha sido el motivo.
- Los usuarios finales recibirán alertas, por ejemplo vía sms, cuando se produzca uno de estos apagones para notificar cuándo será restaurado el servicio.
- Monitorizar cuándo una casa está consumiendo más energía de la que produce (Ej: vía paneles solares) a través de los contadores inteligentes, con el objetivo de facturar correctamente al cliente.
- Controlar los dispositivos inteligentes (termostato, lavavajillas, lavadora, etc...) y acceder a la información de consumo en tiempo real de forma remota, a través de Internet.

## **4.2-OBJETIVOS DE LAS SMART GRIDS**

Las Smart Grids utilizarán equipos y servicios innovadores, junto con nuevas tecnologías de comunicación, control, monitorización y auto-diagnóstico, que ayudarán a conseguir los siguientes objetivos:

- Robustecer y automatizar la red, mejorando la operación de la red, los índices de calidad y las pérdidas en la misma.
- Optimizar la conexión de las zonas con fuentes de energía renovable, optimizando las capacidades de conexión y minimizando el coste de conexión de las mismas.
- Desarrollar arquitecturas de generación descentralizadas, permitiendo el funcionamiento de instalaciones de menor tamaño (Generación distribuida) en armonía con el sistema.
- Mejorar la integración de la generación intermitente y de nuevas tecnologías de almacenamiento.
- Avanzar en el desarrollo del mercado de la electricidad, posibilitando nuevas funcionalidades y servicios a los comercializadores y a millones de consumidores en el mercado.
- Gestión activa de la demanda, permitiendo que los consumidores gestionen de manera más eficiente sus consumos y mejorando la eficiencia energética.
- Posibilitar la penetración del vehículo eléctrico, acomodando estas nuevas cargas móviles y dispersas a la red, minimizando el desarrollo de nueva infraestructura y habilitando las funcionalidades de almacenamiento de energía que poseen.

La base de la Red Eléctrica Inteligente son los "contadores o medidores inteligentes" que identifican cada uno de los equipos que producen o consumen energía y que, usando telecomunicaciones o Internet, envían dicha información no solamente al dueño de los equipos sino también al que produce o distribuye la electricidad.

Tanto los dueños de los equipos como los productores de energía son capaces de detener temporalmente o arrancar equipos que no son indispensables, en función de la situación de la red y del precio de la electricidad. Aquí el balance entre la reducción de CO<sub>2</sub> y la protección del ambiente global predomina sobre la libertad del individuo de usar indiscriminadamente sus artefactos. [18]

### **4.3-CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LAS SMART GRIDS**

En este tercer apartado se van mostrar las principales diferencias existentes entre la red eléctrica actual y las nuevas Smart Grids.

Para ello, a continuación se van a representar en una tabla las principales características que implementarán las Smart Grids, realizando una comparación de dichas características con los equivalentes en la red eléctrica actual:

<b>CARACTERÍSTICA</b>	<b>RED ELÉCTRICA ACTUAL</b>	<b>SMART GRID</b>
<b>Automatización</b>	Existencia muy limitada de elementos de monitorización, reservándose a la red de transporte	Integración masiva de sensores, actuadores, tecnologías de medición y esquemas de automatización en todos los niveles de la red
<b>Inteligencia y Control</b>	La red actual de distribución carece de inteligencia, implementando un control manual	Se enfatiza la creación de un sistema de información e inteligencia distribuidos en el sistema
<b>Autoajuste</b>	Se basa en la protección de dispositivos ante fallos del sistema	Automáticamente detecta y responde a transmisiones actuales y problemas en la distribución. Su enfoque se basa en la prevención. Minimiza el impacto en el consumidor
<b>Participación del Consumidor y Generación Distribuida</b>	Los consumidores están desinformados y no participan en la red. No se genera energía localmente, lo que implica un flujo energético unidireccional	Incorporación masiva de generación distribuida, la que permite coordinarse a través de la red inteligente. En esta generación participa el usuario con la entrega del exceso energético generado localmente
<b>Resistencia ante ataques</b>	Infraestructuras totalmente vulnerables	Resistencia ante ataques y desastres naturales con una rápida capacidad de restauración
<b>Gestión de la Demanda</b>	No existe ningún tipo de gestión en al utilización de dispositivos eléctricos, en función de la franja horaria del día, o del estado de la red eléctrica	Incorporación por parte de los usuarios de electrodomésticos y equipos inteligentes, que permiten ajustarse a esquemas de eficiencia energética, señales de precio y seguimiento de programas de operación predefinidos

**SMART GRIDS: PRESENTE Y FUTURO DEL SISTEMA ELÉCTRICO**

<b>Calidad Eléctrica</b>	Solo se resuelven los cortes de suministro, ignorando los problemas de calidad eléctrica. De esta forma persisten problemas de huecos de tensión, perturbaciones, ruido eléctrico, etc...	Calidad eléctrica que satisface a industria y clientes. Identificación y resolución de problemas de calidad eléctrica. Varios tipos de calidades eléctricas.
<b>Vehículos Eléctricos</b>	Recientemente se están empezando a incorporar puntos de recarga eléctrica en la red, que sólo permiten la recarga de las baterías de los vehículos	La incorporación de los vehículos eléctricos a la red, está demandando nuevas infraestructuras especializadas destinadas a la recarga y a permitir que cada vehículo pueda convertirse en pequeñas fuentes de generación
<b>Capacidad para todas las opciones de generación y almacenamiento</b>	Pocas grandes plantas generadoras. Existen muchos obstáculos para interconectar recursos energéticos distribuidos	Gran número de diversos dispositivos generadores y almacenadores de energía, para completar a las grandes plantas generadoras. Conexiones "PlugAndPlay". Más enfocado en energías renovables
<b>Optimización del Transporte Eléctrico</b>	En la actualidad se pierde gran cantidad de energía debido a la poca eficiencia en el transporte eléctrico	Sistemas de control inteligentes que permitan extender los servicios intercambiados entre los distintos agentes del mercado eléctrico y, asimismo, aprovechar eficientemente la capacidad de transmisión de la red
<b>Preparación de Mercados</b>	Los mercados de venta al por mayor siguen trabajando para encontrar los mejores modelos de operación. No existe una buena integración entre éstos. La congestión en la transmisión separa compradores de vendedores	Buena integración de los mercados al por mayor. Prósperos mercados al por menor. Congestionamientos de transmisión y limitaciones mínimas
<b>Optimización de Bienes y Funcionamiento Eficiente</b>	Integración mínima de los datos de operación y la gestión de bienes. Mantenimiento basado en tiempo	Sensado y medida de las condiciones de la red. Tecnologías integradas para la gestión de los bienes. Mantenimiento basado en las condiciones de la red

Tabla 11: Comparación de las principales características que implementarán las Smart Grids, con los equivalentes en la red eléctrica actual

Resumiendo las características anteriores en pocas palabras, en una Smart Grid:

- **El cliente cuenta:** Consume cuando es más barato, por tanto, los clientes son productores potenciales de energía.
- **La eficiencia dirige la gestión de la red:** Se genera la cantidad necesaria de energía y la demanda se gestiona de manera precisa y eficiente.
- **La red se configura rápidamente:** El suministro eléctrico es fiable y de alta calidad (calidad digital).
- **Integración eficiente** de la generación distribuida, lo que garantiza la sostenibilidad.
- **Se adapta rápidamente a los cambios** (tecnología, nuevos servicios, legislación, parámetros, etc...)
- **Permite una gestión y toma de decisiones descentralizada.**
- **La innovación** alcanza a los procesos del negocio, no solo a la tecnología.

[20]



#### **4.4-PRINCIPALES BENEFICIOS DE LAS SMART GRIDS**

Las ventajas que depara para las empresas y los usuarios el mercado creciente de estas redes de optimización energética son muchas. Aquí se destacan algunas de ellas:

Para las Empresas Distribuidoras:

- Reducción de pérdidas de energía: la compañía podrá gestionar su energía de manera autónoma, identificando y controlando el gasto de la misma.
- Eficiencia: se podrán realizar sofisticados análisis de los patrones de consumo, identificando oportunidades que posibiliten la reducción del consumo.
- Optimización de la infraestructura de red.
- Permiten ofrecer un mejor servicio al cliente, con más ventajas comerciales (nuevas tarifas, pago por uso, etc....).

Para los Usuarios:

- Pago por uso: al no ser necesaria una lectura manual, se eliminan los recibos estimados y los consumidores sólo pagan por lo que consumen.
- Tarifas flexibles: las empresas gestionan diversas tarifas para optimizar el consumo de la energía.
- Gestión en remoto del suministro de energía: no será necesario una intervención local para activar, terminar o incrementar el suministro.

#### **4.5-CONFORMACIÓN Y OPERACIÓN DE UNA SMART GRID**

Al igual que una red normal, una Smart Grid está constituida por los productores, los transportistas, los distribuidores y los consumidores pero con la diferencia de que a nivel del consumidor se incorpora el medidor inteligente, cuya suma de estos van a actuar como el corazón de la Red Eléctrica Inteligente. En este esquema el consumidor se transforma también en un productor o viceversa, de allí el término “Prosumer”, derivado de productor y consumidor. La característica primordial de este “Prosumer” es que genera electricidad limpia vía energías alternativas, especialmente solar o eólica mediante equipos instalados en su vivienda.

Las redes eléctricas actuales no han cambiado desde hace más de 100 años. La idea básica de la red eléctrica actual es que consiste en hacer llegar grandes cantidades de energía a los usuarios finales en todo momento, tanto si lo necesitan como si no. Además, se trata de una relación unidireccional: los consumidores son receptores pasivos y no pueden participar como posibles productores domésticos.

Otra de las desventajas de esta configuración actual es su baja eficiencia energética, con el consiguiente impacto ambiental que supone la producción de la electricidad si esta proviene de combustibles fósiles. Dicha eficiencia, en el mejor de los casos alcanza el 40%. Es decir, por cada 10 unidades energéticas que se proporcionan en el lugar de generación sólo 4 llegan al usuario final. Las 6 restantes no utilizadas, conforman las pérdidas asociadas a la generación, transmisión y distribución de la electricidad.

Existen cinco tecnologías fundamentales para conformar una Red Eléctrica Inteligente:

1. Las comunicaciones integradas, que conectan componentes de arquitectura abierta y permiten la información y control en tiempo real de manera bidireccional.
2. Sensores y tecnologías de medición para apoyar una respuesta más rápida y más exacta que el control remoto, permitiendo administrar en tiempo real la facturación y la demanda de energía.
3. Componentes de tecnología de punta (la última) que dé cabida a la incorporación de los resultados de la investigación en superconductividad, almacenaje de energía, energía electrónica y de diagnóstico.
4. Componentes avanzados de supervisión que permitan un diagnóstico rápido y soluciones adecuadas de cualquier evento en la red.
5. Mejores interfaces y soportes que ayuden en la decisión humana, y transformar a los operadores en gerentes de su propia red.

Resumiendo, estas tecnologías controlan, informan, comunican, integran tecnologías y optimizan el uso de la energía, y por ello reducen los costes a nivel de toda la Red Eléctrica Inteligente.

Otra de las grandes transformaciones que permite una Red Eléctrica Inteligente es la reducción de los picos de consumo, ya que cambia el concepto actual de mantener disponible la potencia (unidades de generación) a cada usuario aun cuando no la esté utilizando. Por existir en la Red Eléctrica Inteligente información bidireccional consumo-generación, sólo estarán en operación las unidades generadoras requeridas en tiempo real. Esto hace a la red más eficiente energéticamente y minimiza la inversión en los sistemas de generación, transporte y distribución de electricidad.

Debido a la tendencia mundial de que cada inmueble genere energía (eólica o solar), la Red Eléctrica Inteligente permite que esta energía sea incorporada a la red cuando el inmueble no la esté utilizando. Esto conduce a que el usuario se transforme también en generador de electricidad, es decir, en un productor descentralizado. Esta forma de manejar la energía eléctrica pone a disposición de los grandes generadores centralizados potencia instalada en la cuál no han realizado ninguna o poca inversión. Además por ser descentralizada la generación se minimizan las pérdidas por transmisión y distribución de electricidad.

La Red Eléctrica Inteligente reducirá el consumo de energía global por permitir la bidireccionalidad y la automatización de cada enchufe (toma corriente) en cada hogar y negocio, es decir, el inmueble inteligente donde se puede reducir la factura energética automáticamente, ya que se puede desconectar o conectar, sin la intervención humana, aquellos espacios que necesiten o no del servicio eléctrico.

(Ej: Es ideal para hoteles y oficinas, y para el manejo de equipos acondicionadores de ambientes (frío o calor)). [21]

#### **4.6-LOS NIVELES DE UNA SMART GRID**

La interrelación de la Red Eléctrica Inteligente está dada por 3 niveles distintos: a nivel de usuario, a nivel local o regional y a nivel global.

Cada uno de estos niveles tiene características propias y su funcionamiento debe ser acorde para que la red sea óptima.

- **NIVEL USUARIO**: se refiere a la integración del usuario (“Prosumer”) en la red y su gestión.

El usuario es una de las piezas clave en la configuración de una Red Eléctrica Inteligente, ya que pasa de ser un actor pasivo a un actor activo. Constituye el punto final de consumo y punto de entrada de la generación distribuida, fundamentalmente, por fuentes de energías alternativas o renovables.

El usuario se convierte en una “micro empresa eléctrica”, ya que gestiona su consumo y la producción y almacenamiento de energía mediante el “contador o medidor inteligente”.

Muchas propuestas van encaminadas a que el contador inteligente, no sólo contabilice la energía consumida, sino que permita la monitorización de los consumos por equipos (o áreas) y que, de acuerdo con unos criterios pre-establecidos, permita controlarlos o regularlos (Ej: desconectando toda o una parte de la iluminación de unas oficinas a partir de un hora, o modificar la potencia del aire acondicionado).

En lo que se refiere al almacenamiento hay muchas ideas pero quizás las más fáciles de intuir y las primeras que podrían implantarse son la integración en la red de vehículos híbridos enchufables (plug in) o eléctricos y el almacenamiento por frío/calor.

Mientras se desarrollen dispositivos de almacenamiento más eficaces y eficientes, las baterías de los vehículos harían la función de almacenamiento y podrían regresar (lógicamente si no está en uso) a la Red Eléctrica Inteligente esa energía, especialmente en las horas picos. Por otra parte, estos vehículos se recargarían en las horas de menor demanda o valles de la curva de demanda eléctrica.

Otra de las posibilidades es usar los sistemas de refrigeración/calefacción como sistema de almacenamiento de energía, ya que todos ellos funcionan con un rango de temperaturas. La idea sería que sobre-enfríen/calienten (hasta un máximo marcado dentro de sus posibilidades y funciones) en las horas valle (hay “energía sobrante”) de forma que sirva para sobrellevar las horas pico con la menor necesidad posible de energía. [1] [21]

- **NIVEL LOCAL Ó REGIONAL**: Se refiere a la gestión de una parte de la red, de la integración en ella de los elementos (consumidores y productores) y su interrelación con el resto de la red.

El concepto de Redes Eléctricas Inteligentes (REI), en una escala local/regional, viene obligatoriamente asociado a la gestión de micro redes.

Partiendo de la idea de que la gestión de una red es más compleja cuanto más grande, la gestión de micro redes surge de simplificar ese problema dividiendo la red en redes más pequeñas. Estas pequeñas redes se conectan a la red general a través de una “central virtual” de forma que la red global se simplifica debido a que la micro red queda representada por un único elemento.

Cada micro red podrá tener cualquier elemento típico de una red eléctrica: consumidores distribuidos (particulares), grandes consumidores (industrias), centrales energéticas, generación distribuida e, incluso, almacenamientos energéticos.

La gestión de la micro red estará enfocada a optimizar los recursos y necesidades en la región y, a través de la central virtual, gestionar los excesos y déficits de energía con la red global.

[1] [21]

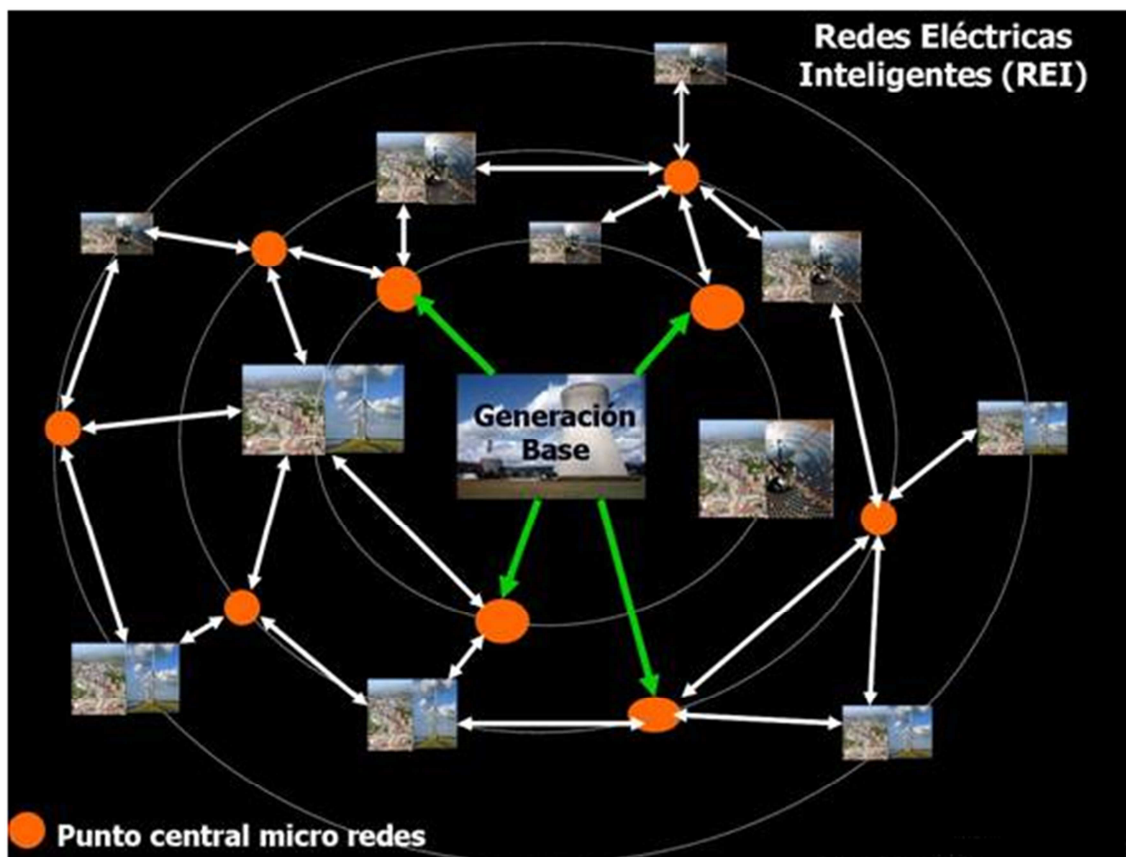


Figura 3: Representación de la interrelación entre las nuevas micro redes

Algunas de las ventajas de la gestión por micro redes:

- Mayor robustez de la red global, al simplificar su gestión y tratar zonas de red como elementos individuales. Se trabaja, no sólo en la estabilidad global de la red sino en la estabilidad de cada una de las micro redes.
- Optimización de la red y mayor eficiencia en el transporte de la electricidad, al favorecer la proximidad entre consumo y producción.
- Favorece y fomenta las fuentes de energías autóctonas y la independencia energética regional, siendo la conexión con la red global la fuente de energía de último recurso.

Algunos de los inconvenientes:

- Si bien puede fomentar el mallado de la red dentro de la propia micro red, el concepto de "central virtual" favorece la existencia de un único punto de conexión con el resto de las redes y por lo tanto, supone un punto de vulnerabilidad en caso de fallo: la micro red operaría en isla. Definir, para una micro red, más puntos de interconexión supone más centrales virtuales que están interrelacionadas entre sí y por lo tanto se pierde la ventaja de simplificación.

- **NIVEL GLOBAL**: Se refiere a las estrategias, políticas y acciones con enfoque de red total, ya no sólo nacional, sino supranacional

Con una Red Eléctrica Inteligente se aprovecharían los recursos energéticos alternativos autóctonos de cada región o cada país. Es decir, que cualquier fuente de energía pueda ser utilizada en cualquier otra parte, más aún si buscamos una mayor participación de las energías renovables en el mix energético. [1] [21]

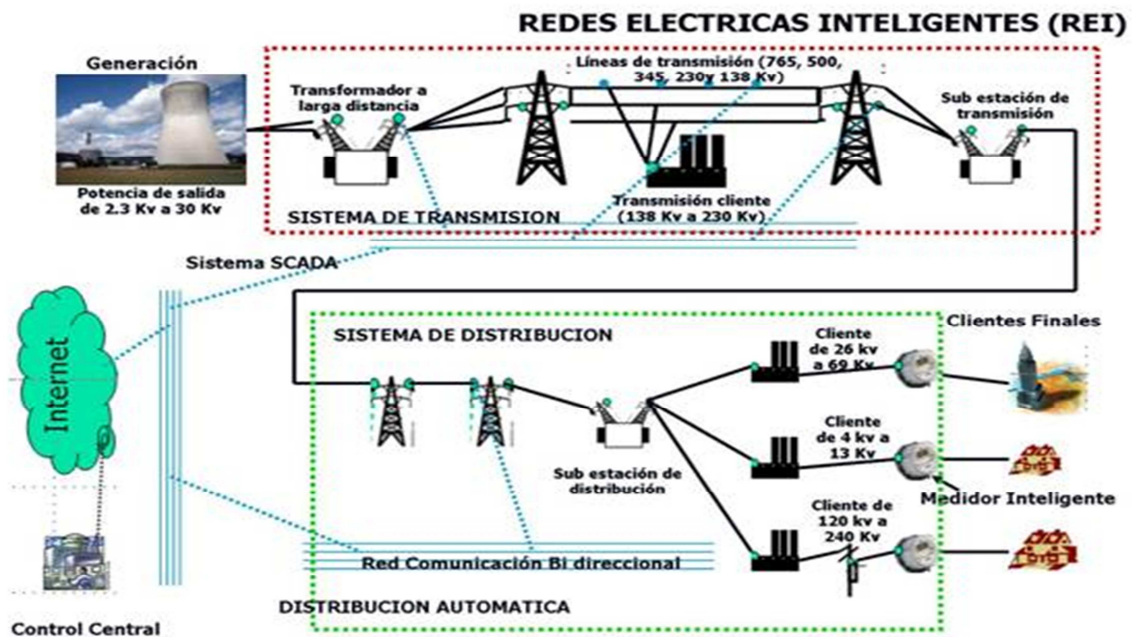


Figura 4: Representación global del funcionamiento de la nueva Red Eléctrica Inteligente



En este quinto punto, se van a destacar los principales sistemas y dispositivos que se conectarán a las Smart Grids.

### **5.-DISPOSITIVOS DE UNA SMART GRID**

Las Smart grids sólo se podrán hacer realidad si se dispone de una infraestructura de comunicaciones inteligente que proporcione dos aspectos básicos en todo momento: ***“Control y Conocimiento precisos sobre cualquier punto de la red”***

En España, el Gobierno quiere que las eléctricas renueven todos sus contadores para el año 2018. En este sentido, la industria no quiere que la implantación masiva de los nuevos contadores electrónicos de electricidad sea una batalla estéril.

Por este motivo, empresas del sector energético, fabricantes de medidores e institutos de investigación han unido sus fuerzas para lograr una tecnología abierta y común para la gestión a distancia de los contadores inteligentes.

Para poder establecer esta red de datos, el primer paso es identificar qué sistemas se le van a conectar.

#### **5.1-PHASOR MEASUREMENT UNITS (PMUs)**

También denominados sincrofasores, y conocidos popularmente como los “medidores de salud” de la red eléctrica, son unos dispositivos síncronos que muestrean la tensión y la corriente en puntos significativos. Mientras que los equipos convencionales miden, típicamente, una vez cada 2 ó 4 segundos, para proporcionar información acerca del régimen permanente, los PMUs muestrean muchas veces por segundo (en torno a 30 veces), para aportar datos acerca del régimen transitorio. De este modo, se pueden detectar sobrecargas y “cuellos de botella” con más antelación y adoptar las medidas necesarias para prevenir apagones. [22]



Figura 5: Phasor Measurement Unit (PMU)



## 5.2-ADVANCED METERING INFRASTRUCTURE (AMI)

La Infraestructura de Medida Avanzada, es una apuesta por incorporar a los consumidores al sistema basado en el desarrollo de estándares abiertos. Permitirá a los usuarios emplear la electricidad de forma más eficiente y, al mismo tiempo, proporcionará a las compañías la capacidad de detectar problemas en sus sistemas y gestionar la demanda, con el fin de operar más eficientemente.

Al proporcionar información casi en tiempo real a los consumidores, el sistema propiciará un cambio en el modelo tradicional de consumo de energía, bien en respuesta a variaciones instantáneas en el precio (Ej: por una sobreproducción no prevista de energía renovable), bien debido a incentivos diseñados para promover un menor consumo en horas punta o bien a causa de problemas de fiabilidad transitorios de la red.

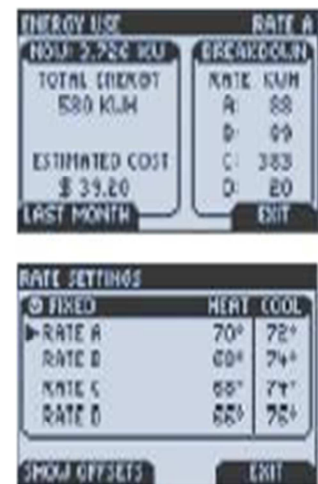
Los datos llegarán hasta los contadores, termostatos y demás electrodomésticos (Ej: lavadoras, lavavajillas...) responsables de la mayor parte del consumo de energía en una vivienda, que adaptarán automáticamente su patrón de funcionamiento en función de una planificación previamente diseñada por el usuario o por la propia compañía. Todo esto no debería suponer un problema para los usuarios, puesto que ya están familiarizados con las tarifas horarias en otros sectores como el de las telecomunicaciones o el transporte aéreo.



{6}: Contador inteligente



{7}: Termostato inteligente



{8}: Interfaz de un Termostato inteligente

Figuras 6, 7 y 8: Representación de los nuevos Dispositivos Inteligentes

Como consecuencia, se producirá un aplanamiento de la demanda, lo que posibilitará una disminución de la capacidad de pico de reserva, con el consiguiente ahorro de costes y reducción de emisiones. [22]

**5.3-VENTAJAS DE LA FACTURACIÓN INTELIGENTE PARA LOS USUARIOS**

Las principales ventajas de una facturación inteligente para los usuarios mediante la utilización de los nuevos contadores inteligentes son:

1. La lectura automatizada de los contadores mejora la exactitud de la facturación. Acaba con los problemas de los consumos estimados con la medición en tiempo real, y también recorta los costes de personal de las empresas.
  2. Mejora el servicio al cliente, que puede ver la factura en curso a través de la página web de la compañía (con detalle de fecha, hora y minuto), y de esta forma puede gestionar mejor sus consumos.
  3. La conexión y desconexión remotas reducen las reclamaciones.
  4. La automatización de las maniobras rebaja las pérdidas de energía asociadas a los cortes en el sistema.
  5. Recopilar el consumo diario permite crear patrones de consumo y mejorar la viabilidad de las energías alternativas.
  6. El control directo de la carga aumenta la fiabilidad de la red en los momentos críticos, por ejemplo cuando se dispara la demanda. Además rebaja el impacto medioambiental, al seleccionar las instalaciones que se ponen a funcionar.
  7. La red inteligente hace posible contabilizar y administrar mejor el exceso de energía que producen determinados clientes (Ej: cogeneradores).
- [23]

#### **5.4-ENERGÍAS RENOVABLES Y VEHÍCULOS ELÉCTRICOS**

La medición es sólo una pequeña parte de una Smart Grid. Los generadores eólicos, las granjas solares y los vehículos eléctricos, aunque estrictamente no forman parte de la Smart Grid, son una serie de tecnologías que pueden integrarse e interactuar con ella.

A diferencia de las grandes centrales térmicas, las energías renovables no pueden colocarse en el lugar más apropiado para la red, sino que se ubican donde se maximiza su rendimiento. Además, su producción depende de las condiciones climatológicas, por lo que no se puede controlar ni dónde, ni cuándo ni cuánto generan. Es por ello que ante la implantación masiva de este tipo de tecnologías, resulta imprescindible establecer una red de comunicaciones que permita gestionar los consumos y el resto de generadores de la forma lo más eficiente posible.

En cuanto a los vehículos eléctricos, hay que distinguir dos tipos, los híbridos y los PHEVs (Plug-in Hybrid Electric Vehicles -Vehículo Híbrido Eléctrico Enchufable-):

- Los primeros, generan energía eléctrica a partir de combustibles fósiles y podrían usarse como un sistema de generación distribuida para suministrar energía de punta. Un ejemplo real, es el Toyota Prius, el cuál puede producir 3kW de forma continua siempre y cuando disponga de combustible, suficiente para satisfacer las necesidades mínimas de un hogar (prácticamente todos los equipos eléctricos excepto la climatización).
- Por su parte, los PHEVs podrían aportar la energía de sus baterías para hacer frente a picos de demanda y aprovechar las horas valle, en las que la electricidad es más barata, para recargarse. También podrían usarse como sistema de almacenamiento temporal, a fin de estabilizar la generación intermitente de energía eólica. [22]



## **6.-BARRERAS E INCONVENIENTES ANTE LA REFORMA**

Como es sabido, toda reforma e innovación por aconsejable y buena que sea, conlleva una serie de inconvenientes y de barreras que se oponen a dicha reforma.

En este sexto punto se van a detallar los puntos más importantes que se oponen a dicha reforma.

En primer lugar se van a comentar las principales barreras para el desarrollo de las Smart Grids:

### **6.1-BARRERAS EN EL DESARROLLO DE LAS SMART GRIDS**

Es necesario abordar de forma coherente las barreras existentes para el desarrollo de las Smart Grids.

A continuación se destacan las principales barreras:

- **Madurez Tecnológica y Riesgo de “First Mover”**

La falta de tecnologías estándares y maduras aumentan el riesgo de inversión, y las escasas pruebas piloto de escala suficiente hacen que las estimaciones y supuestos considerados no sean fiables.

- **“Business Case”**

Los costes de inversión y operación son aún demasiado altos (no existen aún economías de escala) y por otra parte los beneficios que pretenden conseguir son difícilmente cuantificables e imputables a cada agente.

- **Falta de Concienciación**

Por parte de los reguladores, del papel que juegan las Smart Grids en los objetivos de fomento de las renovables, eficiencia energética, reducción de CO<sub>2</sub> y la necesidad de fomentar la inversión en las redes eléctricas.

- **Normativa y Regulación**

En algunos casos impone limitaciones o barreras técnicas y en otras no genera incentivos suficientes para la inversión.

- **Acceso a las Fuentes de Financiación**

Cuando se cambia el modelo de negocio y se aumentan los riesgos de una actividad regulada, aumentan los costes de financiación, lo que hace menos rentables las inversiones.

- **Confidencialidad y Privacidad de los Datos**

El detalle y volumen de la información que estará disponible sobre cada consumidor puede generar graves perjuicios si se usa de manera inadecuada.

[18]

### **6.1.1-POR ÁMBITOS**

#### **Ámbito Técnico**

- Dudas respecto a la madurez de las tecnologías que se encuentran en continua evolución.
- Inexistencia actual de estándares (grupos de trabajo en proceso).
- Necesidad de evolución de la red manteniendo sus prestaciones (calidad del servicio, seguridad del suministro, etc...)

#### **Ámbito Económico**

- Definición de modelos de negocio que permitan rentabilizar las inversiones a realizar y los incrementos de costes, fundamentalmente tecnológicos.
- Incertidumbre del marco de recuperación de la inversión.
- Necesidad de revisión de los modelos retributivos.

#### **Ámbito Regulatorio**

- Necesidad de regular múltiples aspectos, entre los que destacan:
    - Generación distribuida
    - Generadores virtuales
    - Almacenamiento
    - Gestión de la demanda
    - Privacidad de información
  - Diferencias entre mercados que dificultan el desarrollo de soluciones eficientes.
- [24]

## **6.2-ESTIMACIÓN DE INVERSIONES NECESARIAS**

Para llevar a cabo todas estas reformas se necesita de una gran inversión económica.

El **PLAN SET** (“Plan Estratégico en Tecnologías Energéticas” -Inversión en el Desarrollo de Tecnologías Bajas De carbón- (7/10/2009)) contempla las necesidades de inversión para cumplir los objetivos energéticos en la Unión Europea.

- El mercado y las compañías privadas no desarrollarán por sí mismos la tecnología necesaria en el corto plazo para cumplir las políticas energéticas y ambientales de la EU.
- El alto riesgo y la necesidad de fuertes inversiones en negocios con baja rentabilidad inicial hacen necesaria la participación de la EU en dichas necesidades de inversión.

El PLAN SET constituye el pilar de la Unión Europea para las políticas energéticas y climáticas. Fue propuesto por la Comisión Europea en 2007 y refrendado por los estados miembros así como por el Parlamento Europeo. La ejecución del PLAN SET está coordinada por la Comisión Europea.

El PLAN SET recoge el plan de trabajo para desarrollar una cartera de tecnologías asequibles, limpias, eficientes y de baja emisión de carbono a través de la investigación coordinada. Así mismo, establece una estrategia para acelerar el desarrollo de estas tecnologías y ponerlas a disposición del mercado. Los detalles más importantes del PLAN SET están recogidos en una Comunicación de la Comisión al Consejo de octubre de 2009 con las propuestas concretas para implementar el PLAN SET, así como en las conclusiones de éste sobre dicho documento, adoptadas en la reunión del Consejo de Transportes, Telecomunicaciones y Energía del 12 de marzo de 2010.

Además en 2010, también en Madrid, se produjeron los primeros resultados tangibles del PLAN SET, la Aprobación de los Planes de Implementación (IPs), así como las estructuras del gobierno y sistemas de seguimiento y control para cuatro de las iniciativas SET-plan industrial: eólica, solar, CCS y las redes eléctrica.

[25] [26] [27]

### **6.2.1-PROGRAMA INICIATIVAS INDUSTRIALES EUROPEAS 2010 - 2020**

*El Programa Iniciativas Industriales Europeas 2010 – 2020* considera que, en las diferentes iniciativas, serán necesarias unas inversiones aproximadas de:

#### **6.2.1.1-INVERSIÓN EN ENERGÍA SOLAR (FOTOVOLTAICA + SOLAR DE CONCENTRACIÓN)**

- Con el objetivo de conseguir la generación del 15% de la electricidad en el 2020.
- Se tratará de un Programa europeo “no sólo del sur”.
- Financiación necesaria: 16.000 Millones de € en el periodo comprendido entre 2010-2020.
- Creación de más de 200.000 empleos en el sector.

<b>OBJETIVOS TECNOLÓGICOS</b>	<b>COSTE (Millones de €)</b>
<b><u>FOTOVOLTAICA</u></b>	
Sistemas Fotovoltaicos	5.500
Integración de la energía generada en sistemas PV en las redes	3.500
<b>TOTAL</b>	<b>9.000</b>
////////////////////////////////////	
<b><u>SOLAR DE CONCENTRACIÓN</u></b>	
Incrementar la eficiencia y reducir los costes de generación	4.400
Incrementar la disponibilidad para suministro	1.700
Mejora de la huella medio ambiental	800
Investigación y desarrollo a largo plazo	100
<b>TOTAL</b>	<b>7.000</b>

#### **6.2.1.2-INVERSIÓN EN ENERGÍA EÓLICA**

- Los principales objetivos serán los de:
  - Incrementar la competitividad de las tecnológicas eólicas
  - Permitir la explotación de los recursos offshore
  - Facilitar la integración de la energía eólica en las redes eléctricas.

(En energía eólica, el término “offshore” se aplica para indicar los parques eólicos que están contruidos en el mar, normalmente a unos pocos kilómetros de la costa).

- Bastante definido tanto objetivos técnicos como presupuesto.
- Se tratará de posibilitar la contribución del 20% por parte de la energía eólica al consumo final de electricidad en 2020.
- Financiación necesaria: 6.000 Millones de € en el periodo comprendido entre 2010-2020.
- Creación de más de 250.000 empleos en el sector.

<b>OBJETIVOS TECNOLÓGICOS</b>	<b>COSTE (Millones de €)</b>
Nuevas turbinas y componentes	2.500
Tecnologías off-shore	1.200
Integración en la red eléctrica	2.100
Evaluación de recursos y planificación espacial	200
<b>TOTAL</b>	<b>6.000</b>



### 6.2.1.3-INVERSIÓN EN BIOENERGÍA

- Los objetivos serán los de:
  - Superar las barreras técnico-económicas para el desarrollo futuro
  - Acelerar el despliegue comercial de las tecnologías de conversión bioenergéticas.
- Se introduce un nuevo concepto llamado “reference plant” (desarrollo de grandes plantas de demostración).
- Otro de los principales objetivos será el de asegurar al menos un 14% de bioenergía en el mix energético EU en el 2020; y al mismo tiempo, garantizar un ahorro de las emisiones de gases de efecto invernadero del 60% para biofuels y biolíquidos por debajo de los criterios de sostenibilidad de la nueva Directiva RES.
- Destacar una importante interacción de la PPP (Public Private Partnerships) Green Cars. La Iniciativa Europea de coches ecológicos es una de las Asociaciones público-privadas.
- Financiación necesaria: 9.000 Millones de € en el periodo comprendido entre 2010-2020.
- Creación de más de 200.000 empleos en el sector.

<b>OBJETIVOS TECNOLÓGICOS</b>	<b>COSTE (Millones de €)</b>
Optimización de las más prometedoras cadenas de valor, mediante el desarrollo de grandes plantas de demostración.	
- Rutas termoquímicas a partir de materia prima lignocelulósica	4.500
- Rutas bioquímicas	3.400
Apoyo a actividades de evaluación, producción, gestión y recolección de materias primas de biomasa con fines energéticos	600
Identificación de nuevas rutas mediante programas de investigación y desarrollo a largo plazo	400
<b>TOTAL</b>	<b>9.000</b>

### 6.2.1.4-INVERSIÓN EN CAPTURA, TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE CO<sub>2</sub>

- El objetivo será el de demostrar la viabilidad comercial de las tecnologías de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> en un ambiente económico dirigido por el mercado de emisiones (Emission Trade System). En particular, permitir el despliegue a coste competitivo de las tecnologías de CCS en Centrales Térmicas de Carbón para el 2020-2025 y posteriormente desarrollar tecnologías que permitan la aplicación posterior en todos sectores intensivos industriales de carbón.
- Financiación necesaria: aprox. 13.000 Millones de € en el periodo comprendido entre 2010-2020.

<b>OBJETIVOS TECNOLÓGICOS</b>	<b>COSTE (Millones de €)</b>
Demostrar la viabilidad técnica y económica de CCS usando la tecnología existente.	8.500 – 13.000
Desarrollar tecnologías CCS más eficientes y más competitivas en coste	2.000 – 3.500
<b>TOTAL</b>	<b>10.500 – 16.500</b>

**6.2.1.5-INVERSIÓN EN REDES INTELIGENTES**

- Presentado por 7 TSOs y 7DSOs. Ambas abreviaturas hacen referencia a:

TSO: Transmission System Operators (Operadores del Sistema de Transmisión)

DSO: Distribution System Operators (Operadores del Sistema de Distribución)

- Los objetivos principales serán los de:

- Transmitir y distribuir más del 35% de la electricidad proveniente de fuentes renovables dispersas en 2020.
- Integrar las redes de distribución nacionales en un mercado transnacional
- Sistema de integración de oferta-demanda.

- Interacción con el resto de EIs.

- Financiación necesaria: 2.000 Millones de € en el periodo comprendido entre 2010-2020.

<b>OBJETIVOS TECNOLÓGICOS</b>	<b>COSTE (Millones de €)</b>
Tecnologías de red	1.200
Evolución a largo plazo de las redes eléctricas	100
Gestión activa de la demanda	600
Diseño innovador del mercado	100
<b>TOTAL</b>	<b>2.000</b>

\* Inversión total pública + privada. Incluye el coste de I+D, proyectos piloto de demostración.

\* Se excluyen los costes de implantación masiva en la red o los incentivos para fomentar su uso en el sistema.

**6.2.1.6-INVERSIÓN EN CIUDADES INTELIGENTES (EFICIENCIA ENERGÉTICA)**

Los objetivos perseguidos serán los de:

- Desencadenar un despliegue (que alcance al 5% de la población de la UE) de la eficiencia energética.
- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 40% en el 2020.
- Diseminar en Europa las mejores prácticas de energía sostenible a nivel local.
- Importante interacción con la PPP E2B.
- Poner en el mercado tecnologías ya desarrolladas a escala real.
- Al menos ciudades cubran las 4 prioridades con claro enfoque inversor a largo plazo.

<b>OBJETIVOS TECNOLÓGICOS</b>	<b>COSTE (Millones de €)</b>
Nuevas construcciones y remodelación de edificios existentes (para más de 20 millones de habitantes)	10.000 – 12.000
Redes de energía (Calor, Frío y electricidad)	
Transporte	

**6.2.1.7-OTRAS INVERSIONES**

- INVERSIÓN EN FISIÓN NUCLEAR (Nuclear Fission) ➔ aproximadamente unos 7.000 Millones de € de inversión.
- INVERSIÓN EN PILAS DE COMBUSTIBLE Y DE HIDRÓGENO (Fuel cells & hydrogen) ➔ aproximadamente unos 5.000 Millones de € de inversión.

[25] [26] [27]



## **7.-PROYECTOS I+D EN ESPAÑA**

En relación a los proyectos de I+D desarrollados en España, caben destacar los siguientes proyectos debido a su implicación directa en el desarrollo y posterior ejecución de las Smart Grids.

En primer lugar se va a comenzar explicando y desarrollando el Proyecto GAD.

### **7.1-PROYECTO GAD**

El proyecto GAD, cuyo siglas significan ***Gestión Activa de la Demanda***, es un proyecto de I+D español financiado por el Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) del Ministerio de Ciencia e Innovación de España.

La Gestión Activa de la Demanda (GAD) consiste en optimizar la forma de consumo de energía eléctrica en los hogares, y por lo tanto, el coste asociado a dicho consumo, pero satisfaciendo al mismo tiempo las necesidades del consumidor con la misma o similar calidad, aumentando la concienciación medioambiental de los usuarios.

Ayudará así a la disminución del impacto medioambiental de las fuentes de energía eléctrica en la medida que supone una reducción de las necesidades de nueva generación y nuevas infraestructuras de redes de transporte y distribución.

Se optimizará la integración de las fuentes renovables y la generación distribuida automatizando la red, lo cual facilitará una mejora de la calidad del suministro eléctrico permitiendo la explotación óptima de la generación renovable, con el objetivo de desplazar las puntas de consumo a los períodos temporales de producción de las renovables.

Finalmente se conseguirá una reducción de la producción de energía eléctrica mediante fuentes contaminantes, disminuyendo la dependencia energética de España con respecto a otros países.

Para la consecución de este proyecto, se contempla una inversión cercana a los 23 millones de euros, y se espera una duración aproximada del proyecto de 4 años desde el 2009.

A continuación se destacan los principales objetivos de este proyecto nacional.

### **7.1.1-OBJETIVOS**

El proyecto GAD tiene los siguientes objetivos:

- La Investigación y Desarrollo de las herramientas necesarias para la optimización del consumo eléctrico en los hogares, reduciendo así el coste final de la factura y el impacto ambiental.
- La Investigación y Desarrollo de los dispositivos necesarios, para ofrecer al consumidor información sobre el precio y el origen de la energía.
- La Investigación en la optimización del uso de las infraestructuras eléctricas, mejorando la calidad de suministro y facilitando mayor integración de energías renovables.

Para ello, se llevará a cabo el desarrollo de soluciones (HW y SW) desde los centros de control eléctricos hasta el hogar de los clientes, que implementarán la gestión activa de la demanda, de una forma transparente para el usuario final y teniendo en cuenta su nivel de confort.

#### **Proyecto GAD: Socios TIC (Tecnologías de la Información y la Comunicación)**

- **GTD SISTEMAS DE INFORMACIÓN, S.A.** (Desarrollo de sistemas de gestión de la información)
- **SIEMENS, S.A.** (Fabricante de productos y soluciones en los Sectores de Energy, Industry y Healthcare)
- **DISTRIBUIDORA INDUSTRIAL DE AUTOMATISMOS Y TELETRANSMISIÓN, S.A.** (Fabricante de equipos de comunicación)
- **ZIV MEDIDA, S.L.** (Fabricante de contadores)
- **ERICSSON ESPAÑA, S.A.** (Comunicaciones e ICT)

#### **Proyecto GAD: Socios industriales**

##### **A. Empresas Energéticas**

- **IBERDROLA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.A.** (Operador de Distribución)
- **GRUPO GAS NATURAL** (Operador de Distribución)
- **RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.** (Transportista y Operador del Sistema eléctrico español)

##### **B. Bienes de Equipo**

- **FORESIS** (Desarrollo de hardware, software y arquitecturas domóticas)
- **FAGOR ELECTRODOMÉSTICOS, S.COOP.** (Fabricante de electrodomésticos)
- **BSH ELECTRODOMÉSTICOS ESPAÑA, S.A.** (Fabricante de electrodomésticos)
- **ALTRA CORPORACIÓN EMPRESARIAL, S.L.** (Fabricante de sistemas de control de climatización)
- **ORBIS TECNOLOGÍA ELÉCTRICA, S.A.** (Fabricante de contadores)

### **7.1.2-BENEFICIOS**

GAD ante todo beneficia al cliente. La optimización del consumo en los hogares conlleva una reducción en la factura eléctrica al evitar el consumo en las horas en las que mayor es el precio de la energía, así como un mayor control de las cargas pudiendo programarlas y adecuarlas los hábitos y necesidades del cliente.

En segundo lugar, GAD beneficia a la compañía Distribuidora, que puede ajustar el consumo eléctrico de sus clientes según las necesidades del sistema, evitando períodos de punta y distribuyendo la demanda a períodos valle.

Por otro lado, GAD permitirá el abastecimiento eléctrico en los hogares en las horas en las que la generación de energía por medio de Energías Renovables es mayor.

Consecuentemente, GAD beneficia al medio ambiente, evitando la emisión de gases de efecto invernadero al conseguir una disminución en la producción eléctrica durante ciertos períodos, así como la disminución en la necesidad de mayor número de infraestructuras para la distribución de la energía.

### **7.1.3-ACTUALIDAD**

En la actualidad, los dispositivos GAD no se encuentran en el mercado, no obstante, existen equipos y electrodomésticos que llevan implementados tecnologías acordes y similares a las propuestas desde GAD.

Estas tecnologías y opciones son, entre otras:

- Inicio diferido programado en electrodomésticos
- Inhibidores de consumos stand-by
- Enchufes programables

Una vez finalizado el proyecto y con la experiencia piloto analizada se podrá llevar a cabo la fabricación de los diferentes equipos necesarios para la implantación de GAD en los millones de hogares de los consumidores finales.

La tecnología GAD no pretende ser imposición al usuario final, sino un sistema que se implanta en el hogar bajo la aprobación del cliente y sujeto a las condiciones que el propio usuario acuerde con la empresa comercializadora. El sistema GAD asegura un suministro de igual calidad y una modificación pactada de los hábitos de consumo de los clientes, que no afecte al grado de confort del usuario.

La planificación diaria irá acorde a lo establecido por el cliente bien a la firma del contrato con la empresa comercializadora, o bien con el día a día sujeto a las condiciones que se establezcan con dicha tipología de contrato.

[28]

A continuación se van a tratar y a desarrollar los principales aspectos del PROYECTO STAR.

## **7.2-PROYECTO STAR**

El proyecto STAR, cuyas siglas significan **Sistemas de Telegestión y Automatización de la Red**, es una ambiciosa iniciativa llevada a cabo por IBERDROLA cuyo objetivo es llevar a cabo una transformación tecnológica en el campo de las Redes Inteligentes.

La localidad valenciana de Castellón de la Plana ha sido la primera localidad seleccionada para la implantación de este proyecto, y esto supone la renovación de unos 100.000 contadores y la adaptación de 600 centros de transformación de la ciudad.

Ésta ciudad, reúne las características idóneas para el desarrollo de este proyecto:

- 583 Centros de Transformación en servicio con varias configuraciones.
- 100.973 puntos de suministro domésticos que atienden a 175.000 ciudadanos.
- Variada configuración de la Baja Tensión: contadores monofásicos y trifásicos, centralizados e individuales...
- Densidades eléctricas amplias: entre 1 y 831 clientes por CT, entre 1 y 25 líneas BT por centro...
- Diferentes tipologías de instalaciones, antigüedades...

La localidad de Castellón ha sido la primera en disponer de la Red Inteligente, pero a partir del 2012, se unirán nuevas localidades y provincias de toda España al Proyecto STAR.

El Proyecto STAR ha convertido a Castellón en la primera ciudad española con una red eléctrica inteligente. De esta manera, 180.000 clientes cuentan con este servicio que permite mejorar la calidad del suministro eléctrico, al disminuir las incidencias.

La nueva Red Inteligente es una evolución tecnológica del sistema de distribución de energía que combina las instalaciones tradicionales con modernas tecnologías de monitorización, sistemas de información y telecomunicaciones. Esta innovación, permite ofrecer un amplio abanico de servicios a los clientes, mejorar la calidad del suministro, atender a las necesidades en términos de energía eléctrica que va a demandar la sociedad en el futuro y gestionar la distribución de energía de forma óptima.

El Proyecto STAR aúna el cumplimiento de la obligación legal de desarrollo de la telegestión, con una inversión adicional importante para mejorar el servicio prestado e incorporar numerosas innovaciones a la red eléctrica.

El proyecto, por su enfoque y ambición, es uno de los desarrollos más sobresalientes en el mundo en este ámbito.



## ***SMART GRIDS: PRESENTE Y FUTURO DEL SISTEMA ELÉCTRICO***

Para llevarlo a cabo, IBERDROLA ha renovado los más de 100.000 contadores que dan servicio a sus clientes. Además, ha adaptado los centros de transformación de la ciudad para permitir la prestación de servicios a distancia, la lectura de los equipos de medida, la realización de altas y bajas o la modificación de la potencia contratada.

En abril de 2010 comenzó la renovación de los más de 100.000 contadores y la remodelación de los centros de transformación en Castellón. Dicha reforma finalizó entorno a finales 2011 y primeros de 2012.

El aspecto que tienen los nuevos contadores inteligentes es:



Figura 9: Aspecto de los nuevos Contadores Inteligentes

### **7.2.1-OBJETIVOS**

El principal objetivo del Proyecto STAR es dar cumplimiento a la **Orden ITC / 3860 / 2007** para la adecuación de los equipos de medida. Asimismo, se desea aprovechar la oportunidad para adecuar la red de distribución con vista a evolucionarla de acuerdo al concepto Redes Inteligentes (Smart Grids), preparando la red de distribución para las necesidades de la sociedad e incorporando tecnologías (principalmente de información y comunicaciones) que permitirán prestar nuevos servicios y mejorar la calidad del suministro y la atención a los clientes.

Se han incorporado equipos electrónicos en los centros de transformación que facilitan información y mando sobre la red eléctrica, con el objetivo de mejorar la operativa del negocio (operación, planificación, ejecución de las inversiones, optimización de la red,..).

Gracias a todas estas mejoras, se conseguirá:

- Mayor visibilidad y/o mando sobre toda la cadena de distribución, incluyendo AT, MT y BT.
- Mejora de la Operación de la Red y la calidad del servicio (reducciones de los tiempos de interrupción y del suministro TIEPI y NIEPI).
- Participación más activa de los clientes en el mercado, una gestión activa de la demanda y una dinamización de la oferta comercial.
- Información de la red para mejorar la gestión de los activos.

En definitiva, supone un salto cualitativo para transformar tecnológicamente la red de distribución eléctrica y prepararla para atender a las necesidades de futuro de la sociedad.

Además, la Unión Europea ha marcado tres objetivos en el sector energético para 2020:

- Reducción en un 20% de las emisiones.
- Generación de un 20% de energía renovable.
- Mejora de un 20% en la eficiencia energética.

La red de distribución, con la implantación de la Red Inteligente, contribuye a estos objetivos:

- Facilitando la integración de las energías renovables.
- Mejorando la eficiencia energética (pérdidas y gestión de la demanda).
- Facilitando la integración masiva del vehículo eléctrico.

La telegestión, legislada por Real Decreto, obliga a que los nuevos contadores domésticos (contadores inteligentes) dispongan de:

- Discriminación horaria.
- Capacidad de telegestión.

La telegestión ofrece la oportunidad de que la red eléctrica tradicional evolucione hacia la Red Inteligente, incorporando tecnologías (principalmente de información y comunicaciones PLC- PRIME) que permitirán prestar nuevos servicios, mejorando la calidad de suministro y la atención a los clientes.

### **7.2.2-BENEFICIOS**

La Red Inteligente ofrece a los clientes importantes ventajas como:

- Mejora de la calidad del suministro eléctrico.
- Mejora de la atención a incidencias y modificaciones contractuales.
- Posibilita la elección del fabricante del contador gracias al uso de un protocolo de comunicación estándar.
- Permite a los clientes una gestión más eficiente de sus consumos para la reducción de la facturación.
- La facturación se realiza siempre con lecturas reales.

Mientras que para la sociedad presenta las siguientes ventajas:

- Creación de empleo e incremento del Producto Interior Bruto.
- Mejora de la seguridad en las instalaciones y en las operaciones.
- Disminución de las emisiones de CO2 por la mejora en la eficiencia energética.
- Avance hacia la integración de las energías renovables, de pequeñas plantas de generación y del vehículo eléctrico.
- Impulso a la industria nacional para ser líder europeo en nuevas tecnologías.
- Optimización de las inversiones en la red.

Gracias a los nuevos equipos, los clientes disponen de una serie de datos que no están disponibles en los contadores tradicionales. Entre los nuevos datos destacan los cierres (lectura final de una facturación) y la curva de carga horaria. La lectura de estos datos permite a los clientes conocer cómo se distribuye el consumo de energía eléctrica y hacer un uso eficiente del mismo.

### **7.2.3-ACTUALIDAD**

Tras el desarrollo de la primera red inteligente en Castellón, IBERDROLA Distribución ha comenzado el despliegue de la misma a nivel global en todo su territorio.

En su estrategia por la innovación y la excelencia empresarial y con el objetivo de dar el mejor servicio posible, IBERDROLA Distribución, conjuntamente con el EVE, ha puesto en marcha BIDELEK SAREAK AIE con la vocación de ser la siguiente generación de red inteligente. Dicha iniciativa se desplegará en las zonas de Bilbao, Portugalete y Comarca de Lea-Artibai y en ella se realizará un avance significativo en las funcionalidades a dotar en próximos despliegues. Estas funcionalidades van desde el mayor soporte a dar a los consumidores a través de los nuevos contadores pasando por la red tradicional de CTs, subestaciones y líneas de MT hasta una mayor integración y coordinación de todo el sistema con vehículos eléctricos y generación distribuida.

[29]

Otro de los proyectos más destacados en la actualidad es el proyecto SMART CITY, el cuál se va explicar y desarrollar a continuación:

### **7.3-PROYECTO SMART CITY**

Smart City es un proyecto pionero en España que plantea un nuevo modelo de gestión energética en las ciudades, para conseguir una mayor eficiencia en este aspecto, una reducción de las emisiones de CO2 y un aumento del consumo de energías renovables.

Smart City es un proyecto impulsado por un grupo de once empresas y liderado por Endesa, con el apoyo de la Junta de Andalucía.

Además de Endesa, las firmas participantes son Enel, Acciona, IBM, Sadiel, Ormazábal, Neo Metrics, Isotrol, Telvent, Ingeteam y Greenpower. También colaboran varias universidades y centros de investigación nacionales y autonómicos.

#### **MIEMBROS PARTICIPES**



Figura 10: Representación de los miembros del proyecto SMARTCITY

Su desarrollo se está centrando en Málaga, concretamente en la zona de la Playa de la Misericordia, y han comenzado a beneficiarse 300 clientes industriales, 900 de servicios y 11.000 clientes domésticos.

El proyecto, que se está llevando a cabo en la capital malagueña, cuenta con una inversión de 31 millones de euros, y trata de dar una respuesta integral a los desafíos medioambientales involucrando al consumidor.

Este proyecto, que implica a las empresas más destacadas en I+D+i, permite analizar cómo se genera la energía, su distribución y utilización en las actividades de los ciudadanos, además de favorecer la puesta en práctica de alternativas tecnológicas y medioambientales.

Esta iniciativa está situada dentro del compromiso asumido en la política energética, para convertirla en referente en Europa en energías renovables en virtud del aprovechamiento de su potencial natural (solar, eólica y biomasa) desde una perspectiva ambiental, económica y tecnológica.

La financiación del mismo se está realizando con el apoyo de Fondos Feder gestionados por la Junta de Andalucía y el Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) del Ministerio de Ciencia e Innovación.

La elección de Málaga para poner en marcha este proyecto piloto obedece a su gran potencial de crecimiento, amplias capacidades tecnológicas, la presencia de la universidad y empresas, el fuerte apoyo de las administraciones y sus excelentes infraestructuras eléctricas.

El proyecto pretende convertirse en un referente mundial en el desarrollo de tecnologías energéticas de vanguardia, compartiendo protagonismo con otras iniciativas similares que están operativas en Estocolmo, Dubai, Malta, Ohio y Colorado.

Su desarrollo se enmarca en el Plan 20-20-20, diseñado por la Unión Europea (UE), que establece objetivos para el año 2020 de aumento de la eficiencia energética en un 20%, reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> en un 20% y aumento de las fuentes de energía renovables hasta un 20% en el mix energético.

### **7.3.1-OBJETIVOS Y BENEFICIOS**

Smart City pretende conseguir una integración óptima de las fuentes renovables de energía en la red eléctrica, acercando la generación al consumo a través del establecimiento de nuevos modelos de gestión de la micro generación eléctrica, a través de la instalación de paneles fotovoltaicos en edificios públicos, y la instalación de sistemas micro eólicos.

Se gestionarán sistemas de almacenamiento energético en baterías para facilitar su consumo posterior en la climatización de edificios, el alumbrado público y el transporte eléctrico. Y se potenciará asimismo el uso de coches eléctricos, con la instalación de postes de recarga y la implantación de una flota de vehículos.

Todos los clientes implicados en el proyecto contarán con los nuevos contadores inteligentes desarrollados en el marco de la telegestión para hacer posible un consumo eléctrico más sostenible.

En la actualidad han sido conectados la mitad de ellos y con la instalación del primero, Málaga se ha convertido en un referente nacional al ser la primera ciudad española en la que se instalaban.

Así mismo, la implantación de sistemas avanzados de telecomunicaciones y telecontrol, gestionados desde el nuevo Centro de Control y Monitorización, permite actuar en tiempo real y de forma automática sobre la red de distribución de energía eléctrica, haciendo posible una nueva gestión de la energía y potenciando la calidad del servicio.

Pero, sobre todo, se busca hacer partícipe al usuario final en todo el proceso.

El objetivo final del proyecto es conseguir un ahorro energético del 20%, así como la reducción de emisiones en más de 6.000 toneladas de CO<sub>2</sub> al año en la zona del proyecto.

[7] [20] [30]

El último de los proyectos nacionales a destacar y describir a continuación es el proyecto DENISE:

#### **7.4-PROYECTO DENISE**

El proyecto DENISE (**Distribución Energética Inteligente, Segura y Eficiente**) es uno de los principales proyectos de I+D español y está liderado por Endesa, e integrado por 16 empresas y 9 organismos de investigación, en el marco de la iniciativa “Ingenio 2010”.

El Consorcio Estratégico Nacional de Investigación Técnica sobre Distribución Energética Inteligente, Segura y Eficiente (CENIT Denise), con una duración de cuatro años (del 2007 al 2010) y un presupuesto de 30 millones de euros, aborda la investigación relacionada con el control de las redes de distribución enfocada principalmente a la gestión eficiente de la oferta y la demanda y a la seguridad de la red.

Se trata de un proyecto que busca sentar las bases de la red de distribución eléctrica inteligente, segura y eficiente del futuro.

El objetivo principal del proyecto es dar respuesta a dos problemas a los que se enfrenta la empresa suministradora actualmente:

- La dificultad de las redes de distribución para dar soporte a la creciente demanda energética
- Conseguir enlazar los servicios TIC (Tecnologías de la Información y las Comunicaciones) con los servicios tradicionales del suministro eléctrico.

El consorcio del proyecto Denise está liderado por ENDESA y cuenta con la participación de 12 empresas y 7 organismos de investigación: Hidrocantábrico Energía, Cap Gemini, Cetecom (AT4Wireless), DMR Consulting (Everis), DS2, Eliop, Home Systems, Inelcom, Isotrol, Sadiel, Taim-TFG, Telvent, Greenpower, AICIA, CIRCE, CITCEA, IIT (Instituto de Investigación Tecnológica), Universidad de Málaga (grupos ISIS e IC), Universidad Politécnica de Madrid (CeDInt) y las Fundaciones CITIC y Creafutur.

La aprobación de Denise supone el segundo proyecto liderado por ENDESA que recibe el apoyo del CDTI, lo que confirma el firme compromiso de la Compañía con la I+D y la industria nacional.



#### **7.4.1-OBJETIVOS**

Los principales objetivos del proyecto DENISE son:

- Mejora de la calidad de servicio (calidad de onda, continuidad de servicio)
- Aumento de la interoperabilidad entre diferentes centros de control, subestaciones...
- Flexibilización de la demanda,
  - Tener más herramientas para la predicción de la demanda a CP-MP
  - Mayor Capacidad de maniobra
  - Aplanamiento de la curva de demanda
  - Gestión distribuida acerca la fuente al consumidor final, por lo que se reducen las pérdidas de transporte

#### **7.4.2-BENEFICIOS**

Este proyecto innovador que tiene como objetivo fundamental sentar las bases de la red de distribución eléctrica inteligente, segura y eficiente del futuro. Para ello se ha desarrollado, en colaboración con el CEDINT (Centro de Domótica Integral) de la Universidad Politécnica de Madrid, un sistema domótico para la monitorización y control del consumo energético en viviendas. En concreto, se ha trabajado en la implementación de un controlador inteligente con pasarela residencial que, en contacto con la empresa suministradora de energía, realiza funciones de control y monitorización de la vivienda así como de eficiencia energética y gestión activa de la demanda. Por lo cuál, dicho controlador permite:

- Medir en tiempo real el consumo eléctrico doméstico,
- Informar de forma remota a la inteligencia de red, y
- Gestionar de forma proactiva el consumo racionalizado.

La pasarela desarrollada posee un display táctil de control desde donde se realizan las tareas de configuración de la red doméstica. Además, para la monitorización y el control de los distintos elementos de la vivienda se utiliza el protocolo X-10 sobre PLC, evitando de este modo la instalación de una nueva infraestructura para el control domótico. Aunque se está utilizando el estándar mundial X-10 de domótica y automatización, el desarrollo se ha dejado abierto para futuras aplicaciones con otros sistemas domóticos. Además, el desarrollo cumple los estándares OSGi, garantizando su aplicación futura.

El proyecto DENISE pretende así aplicar tecnologías de última generación en la red de distribución eléctrica, permitiendo una integración óptima de los nuevos modelos de generación distribuida. El proyecto plantea una gestión eficiente sobre la red, facilitada por un control automatizado que permita la recogida de información en tiempo casi

real, contribuyendo de este modo a una mejora en la planificación y operación de la misma.

Además, de cara a la interacción con el cliente final, la iniciativa promueve un consumo activo y la comercialización de nuevos servicios de valor añadido.

La participación de Home Systems en DENISE, junto a Endesa, Telvent, Cap&Gemini, Everis y el resto de empresas y de organismos de investigación, demuestra las posibilidades de puesta en práctica de políticas de colaboración entre la universidad y el ámbito privado en los que se fomentan proyectos en áreas de importancia estratégica para la economía española.

[7] [31] [32] [33]



## **8.-PROYECTOS I+D EN EUROPA**

En este octavo punto se van a destacar y a desarrollar los principales proyectos de I+D que se están llevando a cabo en Europa y que están directamente implicados en la introducción de las Smart Grids en el sistema eléctrico europeo.

En primer lugar se va a comenzar explicando en qué consiste el Proyecto PRIME.

### **8.1-PROYECTO PRIME**

El proyecto PRIME (**PoweRline Intelligent Metering Evolution**) es un proyecto industrial liderado por el área de Negocio de Redes de IBERDROLA que trabaja en la definición y pruebas de una nueva arquitectura de comunicaciones pública, abierta y no propietaria que ofrezca soporte a las nuevas funcionalidades de telegestión de los contadores, y que permita avanzar en la construcción de las redes eléctricas del futuro, las llamadas “Smart Grids”.

El objetivo final del Proyecto es el establecimiento de un conjunto completo de estándares de ámbito internacional que permitirá la inter-operatividad entre equipos y sistemas de distintos fabricantes, favoreciendo así la competitividad en este mercado para beneficio de todos sus participantes, y particularmente para el consumidor final.

### **MIEMBROS PARTICIPES**

En este proyecto están trabajando algunos de los más destacados líderes industriales en las áreas de medida, telecomunicaciones y fabricantes de silicio, tales como Advanced Digital Design, CURRENT Group, Landis+Gyr, STMicroelectronics, Usyscom y ZIV. Un número importante de empresas eléctricas europeas ha expresado ya su interés en unirse al proyecto.

Este nuevo modelo de arquitectura se basa en la aplicación OFDM, (multiplexación por división ortogonal en frecuencia) cuyas ventajas han sido verificadas por IBERDROLA a través de diversas pruebas llevadas a cabo sobre algunos segmentos de su red de baja tensión.

Los resultados de estos trabajos de campo no han podido ser más satisfactorios, tanto es así que se puede afirmar que estamos ante una nueva generación PLC (Power Line Communications) de alta velocidad y bajo coste.

Y es que, al contrario de otras alternativas comercialmente disponibles, los componentes de esta nueva arquitectura (protocolos, sistemas de modulación, formatos de datos, etc...), no estarán sometidos a Derechos de Propiedad Intelectual.

En este sentido, las especificaciones del sistema de telegestión contendrán el nivel de detalle necesario para que cualquier participante pueda proponer soluciones interoperables.

IBERDROLA es miembro de la Alianza PRIME junto con otras utilities, fabricantes de contadores y proveedores de tecnología. La alianza PRIME y sus distintos grupos de trabajo, son los encargados de especificar y desarrollar una solución PLC avanzada de carácter público y abierto al servicio de los contadores de telegestión y las redes inteligentes.

Dicha Alianza PRIME fue fundada en 2009 y ya ha superado sus primeras pruebas de interoperabilidad. Siendo sus principales objetivos:

- Proporcionar un foro para la creación (definición, creación y apoyo) de una especificación única, abierta y estándar para la red eléctrica de banda estrecha para los productos y servicios de Redes Inteligentes.
- Acelerar la demanda de productos y servicios basados en el estándar mundial a través del patrocinio del mercado y los programas de educación del usuario.
- Fomentar y promover la adopción de la industria amplia y abierta y el uso de tal especificación.
- Promover PRIME como estándar de líneas eléctricas mundial y fomentar la interoperabilidad de múltiples proveedores para mercados y la compatibilidad bajo dicho estándar.

### **NOVEDADES**

- Una de las principales novedades de PRIME es que utiliza un enfoque de OFDM en lugar de las soluciones tradicionales de única compañía que se han utilizado en el pasado para banda estrecha de Comunicaciones por Línea Eléctrica.

- Un total de 97 subportadoras de datos se transmiten entre 42 kHz y 89, de forma adaptativa con uno de los tres esquemas de modulación diferencial digital (BPSK, QPSK, 8PSK) y, opcionalmente, un código convolucional.

- Dominio de la frecuencia de modulación PSK diferencial ha demostrado ser superior al tiempo que permite a los transceptores de bajo costo.

	<b>BPSK</b>	<b>QPSK</b>	<b>8PSK</b>
<b>Coding On</b>	21.4 kbps	42.9 kbps	64.3 kbps
<b>Coding Off</b>	42.9 kbps	85.7 kbps	128.6 kbps

Tabla 12: Rango de frecuencias de transmisión para los tres tipos de modulación diferencial digital

[34] [35]

En este segundo apartado se va a comentar en qué consiste el Proyecto OPEN-METER.

## **8.2-OPEN-METER**

El Proyecto OPEN-METER (**Open Public Extended Network Metering**) es un proyecto de Investigación, Desarrollo e Innovación (I+D+i) que, liderado por IBERDROLA y financiado por la Comisión Europea (CE), tiene como principal objetivo el desarrollo de una tecnología abierta y común para la telegestión de los contadores.

Este proyecto va a desarrollar una tecnología estándar para la telegestión de contadores.

El Proyecto está dotado de un presupuesto de más de 4 millones de euros y será subvencionado en un 60% para facilitar la implantación masiva de contadores electrónicos de electricidad y gas dotados de telegestión y capaces de garantizar la interoperabilidad entre equipos y sistemas de diversos fabricantes.

"Open Meter" es un proyecto liderado por Iberdrola, en el que toman parte 19 socios de 7 países europeos (España, Francia, Italia, Alemania, Holanda, Bélgica y Suiza), y en el que participan compañías eléctricas, fabricantes de contadores, empresas líderes en comunicaciones, centros de investigación y universidades, lo que va a permitir el reconocimiento internacional de los resultados.

El consorcio Open Meter lo componen en total utilities europeas líderes en: energía, gas, agua y calor, fabricantes de contadores, tecnologías de comunicaciones, semiconductores y centros tecnológicos.

En cuanto a los fabricantes de los contadores electrónicos, en "Open Meter" colaboran compañías como Actaris, Elster y Landis+Gyr, fabricantes del 80% de los contadores instalados en Europa, lo que garantiza que los estándares que se definan en este proyecto sean ampliamente aceptados por la industria.

En el caso de España, también intervienen en la iniciativa Endesa y dos empresas del grupo vasco Ziv: Ziv Medida, que es fabricante de contadores, y Usyscom, que fabrica equipos de comunicaciones para la industria.

Entre los participantes de Open Meter figuran otras grandes eléctricas europeas, como la francesa EDF, la italiana Enel o la alemana RWE, así como los fabricantes de contadores Actaris (Reino Unido), Elster (Alemania) y Landis & Gyr (Suiza), que controlan el 80% del mercado de este tipo de medidores en el Viejo Continente.

**MIEMBROS PARTICÍPES**

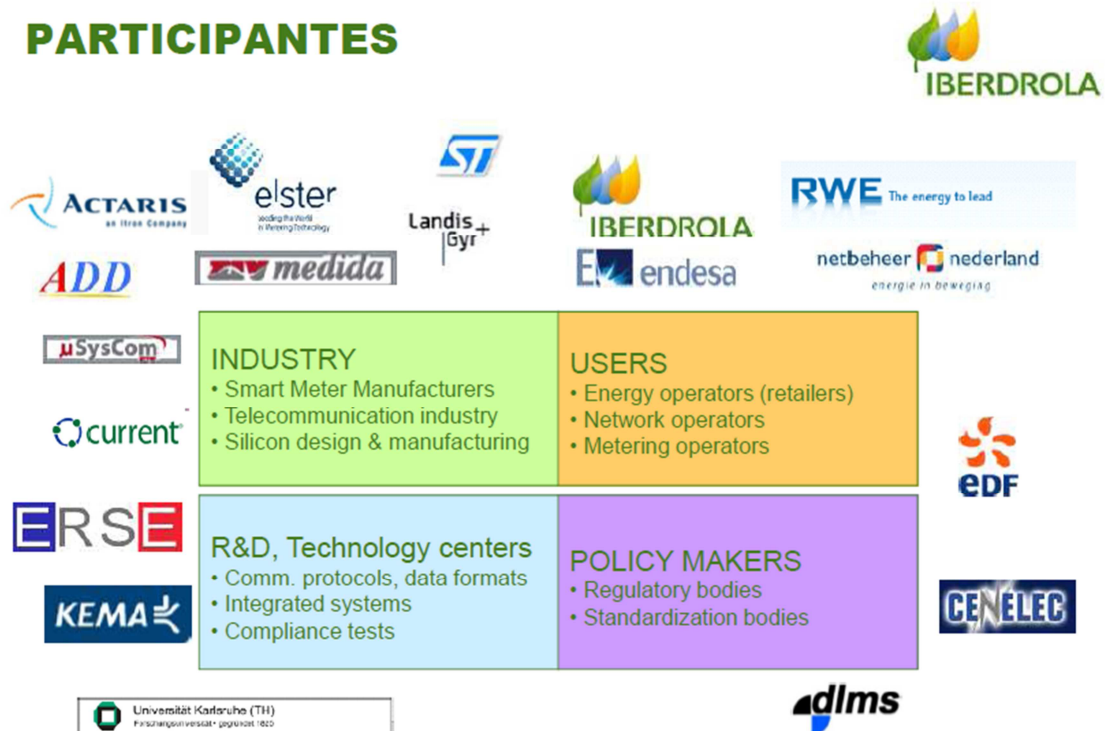


Figura 11: Representación de los miembros del proyecto OPEN METER

Tanto las empresas como los responsables públicos de los distintos países están impulsando la implantación de los nuevos contadores, principalmente de electricidad, gas y aguas, que pueden ser gestionados a distancia y permiten la transmisión de datos en tiempo real a través de las redes inteligentes (Smart Grids). En España, el Gobierno quiere las eléctricas renueven todos sus contadores para el año 2018.

En la actualidad, el parque mundial de contadores es de 470 millones de aparatos en Europa, 300 millones en Norteamérica, 175 millones en Sudamérica, 130 millones en Oriente Medio y África y 1,3 billones en Asia. La penetración de los nuevos medidores es sólo del 6% en el caso de la electricidad, del 8% en el del gas y del 4% en el del agua.

Las nuevas tecnologías permitirán, por un lado, que las empresas puedan realizar las lecturas de los consumos a distancia y gestionar mejor la demanda. Por otro, facilitará que los usuarios conozcan en tiempo real sus consumos de energía y agua, así como las tarifas asociadas, lo incentivará un gasto más responsable.

**Duración del proyecto** 30 meses: Enero 2009 - Junio 2011

- Presupuesto proyecto: € 4,2 MM, Fondos CE: € 2,4 MM
- Consorcio con 19 participantes de 7 países
- Total del esfuerzo comprometido: 339 meses - persona

### **8.2.1-OBJETIVO Y ALCANCE**

El objetivo principal del proyecto Open Meter es especificar un conjunto integral de normas abiertas y públicas para el IAM, el apoyo a la electricidad, gas, agua y medición de calor, con base en el acuerdo de todos los actores relevantes en esta área, y teniendo en cuenta las condiciones reales de las redes de servicios públicos a fin de permitir la plena aplicación.

El alcance del proyecto es hacer frente a las lagunas de conocimientos para la adopción de estándares abiertos para el inteligente multimedición de los equipos y todos los aspectos relevantes (entornos normativos, las funciones inteligentes de medición, los medios de comunicación, protocolos y formatos de datos) se consideran dentro del proyecto.

El resultado del proyecto será un conjunto de proyectos de normas, basadas en estándares ya existentes y aceptados siempre que sea posible. Estos estándares incluyen **la IEC 61334 PLC** serie de normas, **la IEC 62056 DLMS / COSEM** normas para la medición de la electricidad, **la EN 13757** serie de normas para la medición de la utilidad distinta de la eléctrica mediante M-Bus y otros medios. Estas normas ya existentes se complementarán con las nuevas normas, basadas en soluciones innovadoras desarrolladas en el proyecto, para formar el nuevo cuerpo de normas de medición AM / inteligente. Los proyectos de normas resultantes se introducen en el proceso de normalización europeos e internacionales.

El proyecto está estrechamente coordinado con el mandato de medición inteligente de normalización dada por la Comisión Europea a los organismos europeos de normalización CEN, CENELEC y ETSI.

El proyecto debe eliminar los obstáculos percibidos para la adopción a gran escala de la medición inteligente en Europa, asegurando que los requisitos para la medición inteligente pueden ser satisfechas por los productos y sistemas basados en estándares abiertos, internacionales para garantizar la interoperabilidad, y que son aceptadas y apoyadas por el círculo más amplio posible de los interesados.

### **OBJETIVOS**

- Ensayar los prototipos de las tecnologías seleccionadas
- Obtener una visión de la interoperabilidad de las tecnologías
- Validar la arquitectura propuesta
- Foco en la interfaces principales: contador – concentrador

[36] [37] [38]



Otro de los proyectos europeos destacados es el Proyecto FÉNIX.

### **8.3-FÉNIX**

El proyecto FENIX, (**Flexible Electricity Networks to Integrate the eXpected “energy evolution”**) es un proyecto de I+D europeo cuyo objetivo principal es el de impulsar los DER (Recursos Energéticos Distribuidos) mediante la maximización de su contribución al sistema de energía eléctrica, a través de la agregación en plantas a gran escala de energía virtual (LSVPP) y la gestión descentralizada.

El proyecto está organizado en tres fases:

- 1ª FASE: Análisis de la contribución de los DER en el sistema eléctrico, evaluado en dos escenarios futuros (Norte y Sur) con la penetración realista de los DER.

- 2ª FASE: El desarrollo de una comunicación en capas y la solución de control validado por un conjunto completo de uso de la red, incluyendo funcionamiento normal o anormal, así como recomendaciones para adaptar las normas internacionales de energía. Tenemos la visión de un triple esfuerzo de I + D:

- El componente clave es la planta a gran escala de energía virtual (LSVPP), que es una agregación de DER teniendo en cuenta la ubicación real de los DER individuales en la red. LSVPPs tendrá la flexibilidad y capacidad de control para proporcionar diferentes servicios a los servicios auxiliares de energía y los mercados.
- el nivel inferior es la solución local a nivel individual de los DER, responsable de la gestión de la unidad en relación con la LSVPP
- y, finalmente, el nivel más alto, que consiste en una nueva generación de EMS y herramientas DMS a desarrollar, puesto, respectivamente, en la TSO y DSO, con la nueva capacidad de gestionar las capacidades LSVPP de funcionamiento de la red, y los mercados que poner un valor en estas capacidades

- 3ª FASE: Validación a través de dos despliegues de gran campo, uno centrado en la agregación de cogeneración doméstica, y el segundo DER agregación de grandes LSVPPs (parques eólicos, la cogeneración industrial), integrado con la gestión de la red global y los mercados.

Para lograr estos objetivos multidisciplinaria, el consorcio FENIX incorpora: Centros de Investigación y Universidades con alta participación en los proyectos anteriores y actuales de la UE en este ámbito (como *DISPOWER CRISP*, *MICRO REDES*, *EUDEEP*), Transmisión y Distribución de Utilidades, que hoy día tiene la responsabilidad de las redes donde los DER se están integrando, fabricantes de equipos y de las TIC, con gran presencia en el sector de la energía, los propietarios de los DER, que aportan al proyecto su punto de vista de negocio y, finalmente, las organizaciones responsables

de la regulación, normalización, etc... que se gestionará en el proyecto a través de un Grupo Asesor de las partes interesadas, es absolutamente necesario para el futuro de la explotación efectiva generalizada de los resultados del proyecto.

**MIEMBROS PARTICIPES**

<b><u>NOMBRE</u></b>	<b><u>ABREVIATURA</u></b>	<b><u>PAÍS</u></b>
<i>Areva T&amp;D Energy Management Europe</i>	Areva T&D EME	France
<i>ECRO SRL</i>	ECRO	Romania
<i>EDF Energy Networks</i>	EDF	UK
<i>Electricité de France</i>	EDF	France
<i>Energy Research Centre of the Netherlands</i>	ECN	Netherlands
<i>Fundación Labein</i>	Labein	Spain
<i>Gamesa</i>	Gamesa	Spain
<i>Groupment pour inventer la distribution électrique de l'avenir</i>	IDEA	France
<i>Iberdrola SA</i>	Iberdrola	Spain
<i>Imperial College London</i>	ILC	UK
<i>Institut für Solare Energieversorgungstechnik Verein an der Universität Kassel e.V.</i>	ISSET	Germany
<i>Korona Inzeniring DD</i>	Korona	Slovenia
<i>National Grid Transco</i>	NGT	UK
<i>Poyry Consulting Ltd</i>	Poyry	UK
<i>Red Eléctrica de España SA</i>	REE	Spain
<i>ScalAgent Distributed Technologies</i>	ScalAgent	France
<i>SIEMENS Aktiengesellschaft Öst</i>	Siemens PSE	Austria
<i>The University of Manchester</i>	Manchester	UK
<i>Vrije universiteit Amsterdam</i>	VUA	Netherlands
<i>ZIV PmasC SL</i>	ZIV	Spain

Tabla 13: Representación de los miembros del proyecto FÉNIX

### **8.3.1-OBJETIVOS**

En la última década, la UE ha desplegado una cantidad significativa de DER de varias tecnologías en respuesta al desafío del cambio climático y la necesidad de aumentar la diversidad de combustibles. Sin embargo, las centrales convencionales a gran escala siguen siendo la fuente principal de control del sistema eléctrico para asegurar la integridad y la seguridad de su funcionamiento.

Los niveles de penetración de los DER en algunas partes de la UE son tales que los DER están comenzando a causar problemas de funcionamiento (Dinamarca, Alemania, España).

Esto es así porque hasta ahora se ha hecho hincapié en la conexión a la red de los DER en lugar de integrarlo en el funcionamiento general del sistema. De hecho, los proyectos de investigación anteriores y actuales, como *DISPOWER* se han centrado en el desarrollo de técnicas para acelerar el despliegue de los DER, y con razón, ya que esto ha sido una fase necesaria en la evolución hacia un sistema de suministro de electricidad sostenible.

En la práctica, la política actual de la conexión de los DER generalmente se basa en “instalar y olvidar”, sin enfoque alguno. Esta política es coherente con la histórica operación pasiva de la red de distribución y se sabe que conducen a una inversión ineficiente y costosa en la infraestructura de distribución. Por otra parte en la operación de la red pasiva DER sólo puede desplazar a la energía producida por la generación de central, pero no se puede desplazar a la capacidad como la falta de capacidad de control de los DER, que implica que el control del sistema y la seguridad debe seguir siendo proporcionada por la generación de central.

Ahora estamos entrando en una era en que este enfoque está empezando a:

- Repercuten negativamente en las tasas de implantación de los DER,
- aumentan los costos de inversión y operación
- y minar la integridad y seguridad del sistema.

A fin de abordar este problema, los DERs deben tomar las responsabilidades de las grandes plantas de energía convencionales y proporcionar la flexibilidad y capacidad de control necesarios para apoyar la operación del sistema de seguridad. Aunque los TSOs han sido históricamente responsables de la seguridad del sistema, la integración de los DER requerirá DSOs para desarrollar una gestión de red activa para poder participar en la prestación de la seguridad del sistema.

Esto representa un cambio en la filosofía tradicional de control de la central, que se utiliza actualmente para el control general de cientos de generadores de un nuevo modelo de control distribuido aplicable para la operación de cientos de miles de generadores y cargas controlables.

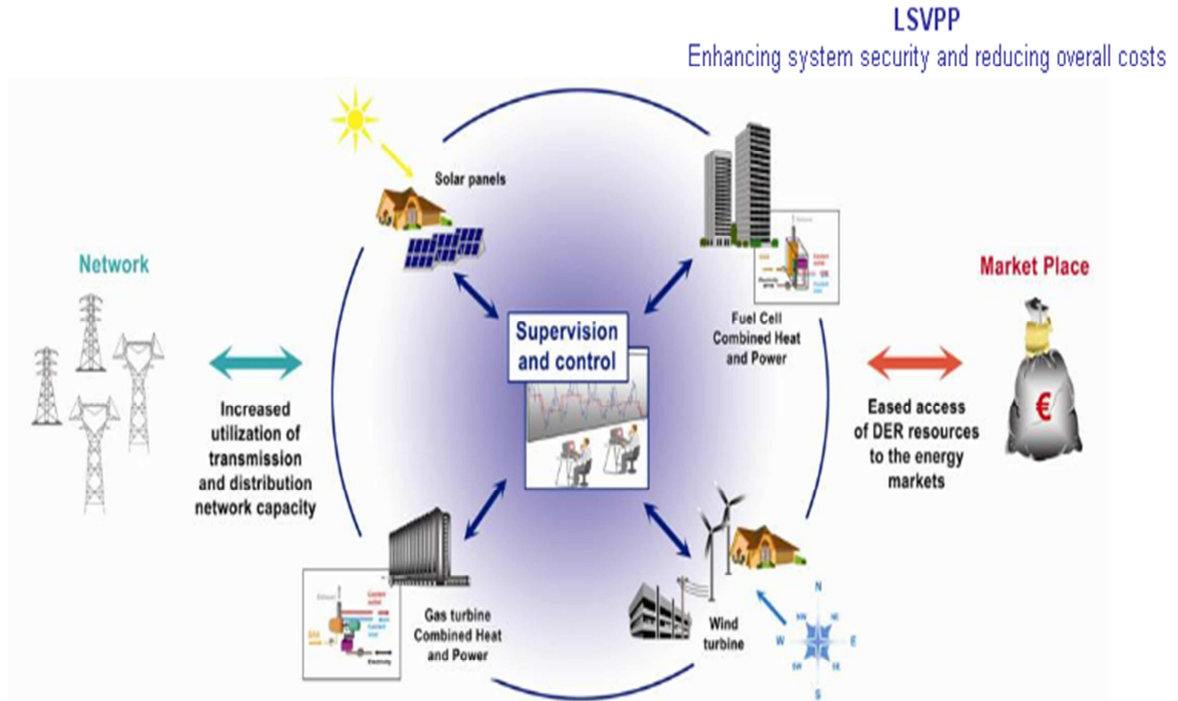


Figura 12: Representación de los pilares básicos del proyecto FÉNIX

Motivados por la amplia gama de retos asociados con la operación del sistema eléctrico del futuro, los fabricantes y centros de investigación (\*) en la UE han formado un consorcio de 18 socios para llevar a cabo un proyecto de cuatro años, cuyo nombre en código FENIX tiene como objetivo final:

“El de conceptualizar, diseñar y demostrar una arquitectura técnica y el marco comercial que permitan a los sistemas basados en DER convertirse en la solución para el futuro coste eficiente, seguro y sostenible de electricidad de la UE del sistema de suministro”.

(\*) IBERDROLA, EDF, REE, NGT, AREVA T&D, SIEMENS PSE, LABEIN, W2M, IDEA, ECN, ISET e.V., ILEX Energy, ZIV, ECRO, Scalagent, Korona, The University of Manchester and The Free University of Amsterdam

[34] [39]

Por último, en este último apartado, se va a tratar de explicar y sintetizar en qué consiste el proyecto ADDRESS y sus principales objetivos.

#### **8.4-ADDRESS**

El proyecto ADDRESS es un proyecto integrado a gran escala por la Comisión Europea bajo el 7 º Programa Marco, en el área de Energía para el "Desarrollo de Redes de Distribución de Energía interactivo".

El nombre de ADDRESS proviene de ***Active Distribution network with full integration of Demand and distributed energy RESourceS*** (Red de Distribución Activa con la plena integración de los Recursos Energéticos de la Demanda y la Distribución) y su objetivo es permitir la demanda de activos en el contexto de las redes inteligentes del futuro, o en otras palabras, la participación activa de los pequeños consumidores y comerciales en los mercados de sistemas de alimentación y la prestación de servicios a los diferentes participantes del sistema de alimentación.

ADDRESS se enmarca en la Plataforma Tecnológica Europea de Redes Inteligentes, cuya visión de las redes eléctricas del futuro se puede expresar en tan sólo cuatro palabras: *flexibilidad, accesibilidad, fiabilidad, economía*.

El proyecto comenzó el 1 de junio de 2008 y tendrá una duración de cuatro años (2008-2012).

Se lleva a cabo por un consorcio de 25 socios de 11 países europeos, seleccionados cuidadosamente para satisfacer las necesidades del proyecto en términos de habilidades, competencias y comprensión del problema y sus posibles soluciones, cada una de ellas lleva el conocimiento específico de al menos uno de los aspectos de la cadena de suministro. Enel Distribuzione es el coordinador.

El presupuesto total es de 16 M €, con 9 M € de financiación por la Comisión Europea.

**MIEMBROS PARTICIPES**

Debido a la complejidad y a la funcionalidad de las competencias solicitadas, el consorcio ADDRESS abarca un conjunto equilibrado de socios, con una representación que abarcan desde la cadena de suministro de electricidad, los organismos cualificados en I + D y los fabricantes. El vasto conocimiento, mercado y formación tecnológica subyacente del consorcio es su principal activo.

El consorcio ADDRESS está formado por 25 socios con un buen equilibrio entre las industrias y centros de investigación. Medida por el esfuerzo proporcionado por cada uno de ellos: los fabricantes de casi el 30% del total, los servicios públicos alrededor del 30% y centros de investigación (incluyendo universidades) 40%.

En particular, las siguientes competencias y las necesidades se han tenido en cuenta durante la definición del consorcio:

- Investigación: University of Manchester, Universidad Pontificia Comillas, Università di Siena, Università di Cassino, ENEL Ingegneria e Innovazione, VTT, VITO, TecNALIA, KEMA, Consentec.
- Operadores de Red de Distribución y Transmisión: ENEL Distribuzione, UK Power Networks, Iberdrola Distribución Eléctrica, Vattenfall.
- Suministro de energía y al por menor: EDF-SA, ENEL Distributie Dobrogea.
- Fabricantes de equipos eléctricos: ABB, Landis+Gyr, ZIV.
- Fabricantes y Consultores de electrodomésticos para el hogar: Philips, Electrolux, RLtec.
- Proveedores ICT y Fabricantes de equipos eléctricos: Ericsson España, Alcatel, Current

#### **8.4.1-OBJETIVOS**

El proyecto ADDRESS tiene como principales objetivos los de estudiar, desarrollar y validar soluciones que permitan activar la demanda de activos y aprovechar sus beneficios.

Para activar la demanda de activos, ADDRESS tiene la intención de:

- Desarrollar soluciones técnicas, tanto en las instalaciones de los consumidores y el nivel de energía del sistema.
- Identificar las posibles barreras contra el desarrollo de la demanda activa y elaborar recomendaciones y soluciones para eliminar esas barreras teniendo en cuenta los aspectos económicos, regulatorios, sociales y culturales.

Para aprovechar los beneficios de la demanda de activos, ADDRESS tiene la intención de:

- Identificar los beneficios potenciales para los participantes del sistema de alimentación diferentes.
- Desarrollar los mercados y los mecanismos adecuados para la gestión contractual a los nuevos escenarios.
- Estudiar y proponer medidas complementarias para hacer frente a los aspectos sociales, culturales y de comportamiento.

Las soluciones propuestas serán validadas en tres sitios de pruebas complementarios con diferentes características geográficas y demográficas y diferentes combinaciones de infraestructura. Los sitios serán seleccionados en España, Italia y Francia para cumplir con estos requisitos de diversidad y proporcionar una realización representativa de la arquitectura ADDRESS.

[34] [40]





## **9.-NORMATIVAS**

En este noveno punto se van a tratar de destacar y de explicar brevemente las principales normativas y decretos que regulan el marco español y el europeo.

### **9.1-NORMATIVA EN ESPAÑA**

A continuación se detallan las principales normativas que hacen referencia a la legislación más importante aplicable a las Redes Inteligentes en nuestro país:

#### ***1. Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.***

El Real Decreto 809/2006, de 30 de junio, por el que se revisaba la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006, señalaba en su disposición adicional segunda que, a partir del 1 de julio de 2007, los equipos de medida a instalar para nuevos suministros de energía eléctrica hasta una potencia contratada de 15 kW y los que se sustituyan para los antiguos suministros deberán permitir la discriminación horaria de las medidas así como la telegestión, el registro de la calidad de la energía, actuaciones remotas (cambios de tarifa, potencia, etc.) y actuación sobre la potencia máxima demandada. De acuerdo con esto, en el presente Real Decreto se incorporan los aspectos relacionados con la telegestión al objeto de permitir el necesario desarrollo y adecuación de los sistemas y equipos de medida.

El objeto de este Reglamento es la regulación de las condiciones de funcionamiento del sistema de medidas del sistema eléctrico nacional, de los equipos que lo integran y de sus características, con objeto de garantizar la correcta gestión técnica del sistema eléctrico y la obtención de los datos requeridos para la liquidación de la energía y servicios asociados, así como para el cálculo de la facturación de las tarifas de acceso y suministro, en aplicación del régimen económico de las actividades de dicho sistema.

[41]

#### ***2. ORDEN ITC/3022/2007, de 10 de octubre, por la que se regula el control metrológico del Estado sobre los contadores de energía eléctrica, estáticos combinados, activa, clases a, b y c y reactiva, clases 2 y 3, a instalar en suministros de energía eléctrica hasta una potencia de 15 kW de activa que incorporan dispositivos de discriminación horaria y telegestión, en las fases de evaluación de la conformidad, verificación después de reparación o modificación y de verificación periódica.***

Aparte de este cometido, se especificará la regulación de los requisitos y condiciones técnicas a que se refiere la disposición adicional segunda del Real Decreto 809/2006, del 30 de junio, por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006.

[42]

**3. ORDEN ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.**

Mediante la presente Orden se revisan los costes y se ajustan las tarifas para la venta de energía eléctrica y las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que aplican las empresas a partir del 1 de enero de 2008.

Asimismo se mantienen los precios de los alquileres de los equipos de medida por parte de los distribuidores a los consumidores finales, excepto los correspondientes a contadores electrónicos con posibilidad de telegestión para consumidores domésticos, que se actualizan igual que los precios de las verificaciones y actuaciones sobre los puntos de medida a realizar por el Operador del Sistema y como los precios de la primera verificación de las instalaciones fotovoltaicas, incrementándose el 3,6%. Por otro lado, se procede a la actualización trimestral de las tarifas y primas para las instalaciones de las cogeneraciones que utilicen gas natural, gasóleo, fuel-oil o GLP, de las instalaciones de residuos y de las instalaciones de cogeneración para el tratamiento y reducción de residuos. También se realizan las actualizaciones anuales del resto de instalaciones.

Tomando como base la información contenida en el informe aprobado por el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía el 25 de octubre de 2007, en la presente Orden se establece el plan de sustitución de contadores de medida en los suministros de energía eléctrica de hasta 15 kW de potencia contratada con el fin de impulsar la implantación de los sistemas de telegestión y se ordena que todos los contadores antiguos deberán ser sustituidos antes del 31 de diciembre de 2018.

[43]

**4. Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.**

La evolución del caudal técnico y de las condiciones legales hizo que quedase obsoleto el anterior reglamento electrotécnico para baja tensión aprobado por Decreto 2413/1973, de 20 de septiembre, alejándolo de las bases con que fue elaborado, por lo que resultó necesaria su actualización.

Esta normativa ha sufrido leves variaciones en algunos párrafos en 2010 que nada afectan a lo que en el estudio se expone.

[44]

**9.1.1-REGULACIÓN LEGAL DEL SECTOR ELÉCTRICO**

– Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo. (B.O.E. n.º 89 de 13 de abril de 2010) y Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.

(B.O.E. n.º 312 de 24 de diciembre de 2010).

Ambos Reales Decreto-ley tuvieron como objetivo la adopción de medidas para la corrección del déficit tarifario.

– Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

(B.O.E. n.º 51 de 27 de febrero de 2010) y Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

(B.O.E. n.º 239 de 2 de octubre de 2010).

El procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro establecido en estas disposiciones, queda definido como un nuevo servicio de ajuste del sistema que aplicará hasta el año 2014, con objeto de cumplir con los niveles de consumo de carbón nacional establecidos en el Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012.

No ha comenzado a aplicarse hasta febrero de 2011.

– Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.

(B.O.E. n.º 63 de 13 de marzo de 2010).

El objeto de este Real Decreto es adaptar la normativa existente a los nuevos requerimientos contemplados en La Ley 25/2009 de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, que incorporó parcialmente al derecho español la Directiva 2006/123/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a los servicios en el mercado interior.

– Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico.

(B.O.E.n.º 96 de 21 de abril de 2010).

– Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial.

(B.O.E. N.º 190 de 6 de agosto de 2010).

– Real Decreto 1202/2010, de 24 de septiembre, por el que se establecen los plazos de revisión de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

(B.O.E. n.º 233 de 25 de septiembre de 2010).

– Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

(B.O.E. n.º 283 de 23 de noviembre de 2010).

– Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.

(B.O.E. n.º 298 de 8 de diciembre de 2010).

– Orden ITC/734/2010, de 24 de marzo, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, de la red de transporte de gas natural y de las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

(B.O.E. n.º 74 de 26 de marzo de 2010).

– Orden ITC/1053/2010, de 19 de abril, por la que se regulan las transferencias de fondos, con cargo a la tarifa eléctrica y a los peajes de acceso de terceros a las instalaciones gasistas, de la cuenta específica de la Comisión Nacional de Energía al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, en el año 2010, para la ejecución de las medidas del plan de acción 2008-2012 de la estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012 (E4), y los criterios para la ejecución de las medidas contempladas en dicho plan.

(B.O.E. n.º 103 de 29 de abril de 2010).

Entre las principales disposiciones publicadas durante el año 2010 cabe señalar las siguientes:

– Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.  
(B.O.E. n.º 145 de 15 de junio de 2010).

– Orden ITC/1584/2010, de 10 de junio, por la que se efectúa la convocatoria de los planes para realizar la limpieza de la vegetación de las márgenes por donde discurran líneas eléctricas de distribución.  
(B.O.E. n.º 145 de 15 de junio de 2010).

– Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, por la que se regulan las subastas CESUR a que se refiere la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, a los efectos de la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la tarifa de último recurso.  
(B.O.E. N.º 147 de 17 de junio de 2010).

– Orden ITC/1732/2010, de 28 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2010 las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial.  
(B.O.E. n.º 157 de 30 de junio de 2010).

– Orden ITC/2497/2010, de 23 de septiembre, por la que se establece la disponibilidad y los servicios mínimos del sector eléctrico ante las convocatorias de huelga general de ámbito estatal prevista para el día 29 de septiembre de 2010, entre las 0 y las 24 horas.  
(B.O.E. n.º 234 de 27 de septiembre de 2010).

– Orden ITC/2784/2010, de 21 de octubre, por la que se amplía el plazo de presentación de solicitudes de instalaciones fotovoltaicas, para la convocatoria del primer trimestre de 2011, al registro de pre-asignación de retribución, regulado en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre.  
(B.O.E. N.º 263 de 30 de octubre de 2010).

– Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, por la que se aprueba el programa anual de instalaciones y actuaciones de carácter excepcional de las redes de transporte de energía eléctrica y gas natural.  
(B.O.E. n.º 274 de 12 de noviembre de 2010).

– Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.  
(B.O.E. n.º 316 de 29 de diciembre de 2010).

– Orden ITC/3366/2010, de 29 de diciembre, por la que se establece la metodología de cálculo del coste unitario de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> asignados a las centrales de generación eléctrica obligadas a participar en el proceso de resolución de

restricciones por garantía de suministro a efectos de la liquidación provisional y definitiva de dichas centrales cuando son incluidas en el plan de funcionamiento semanal.

(B.O.E. n.º 317 de 30 de diciembre de 2010).

– Resolución de 27 de enero de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de los combustibles definitivos del segundo semestre de 2009 a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador, los costes de logística para 2010 y los precios de los combustibles provisionales del primer semestre de 2010 a aplicar para efectuar el despacho de los costes variables de generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. (B.O.E. n.º 35 de 9 de febrero de 2010).

– Resolución de 26 de enero de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fija el precio medio de la energía a aplicar en el cálculo de la retribución del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad ofrecido por los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción durante el primer trimestre de 2010.

(B.O.E. n.º 38 de 12 de febrero de 2010).

– Resolución de 8 de marzo de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica el listado provisional de ordenación de solicitudes de la convocatoria del 2.º trimestre de 2010 del procedimiento de preasignación de retribución regulado en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, para instalaciones fotovoltaicas y se comunica su carácter provisional, en tanto en cuanto no finalicen los plazos otorgados a los solicitantes que requieren subsanación de sus solicitudes.

(B.O.E. n.º 68 de 19 de marzo de 2010).

– Resolución de 29 de marzo de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la de 17 de marzo de 2003, por la que se clasifican los consumos a considerar como «consumos propios» y la información a remitir por las empresas para ser incluidos como tales a efectos de la aplicación del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre.

(B.O.E. n.º 78 de 31 de marzo de 2010).

– Resolución de 26 de marzo de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se actualizan los parámetros de los diferentes componentes del coste variable de generación de las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares para el año 2010.

(B.O.E. n.º 87 de 10 de abril de 2010).

– Resolución de 26 de marzo de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica el valor unitario de garantía de potencia anual GPOTn(i) correspondiente a las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares para el año 2010.

(B.O.E. n.º 87 de 10 de abril de 2010).

– Resolución de 14 de abril de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se inscriben en el registro de preasignación de retribución, asociadas a la convocatoria del segundo trimestre de 2010 los proyectos incluidos en los cupos correspondientes y se publica el resultado del procedimiento de preasignación de retribución de dicha convocatoria.

(B.O.E. n.º 95 de 20 de abril de 2010).

– Resolución de 27 de abril de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fija el precio medio de la energía a aplicar en el cálculo de la retribución del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad ofrecido por los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción durante el segundo trimestre de 2010.

(B.O.E. n.º 111 de 7 de mayo de 2010).

– Resolución de 7 de mayo de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la periodicidad de las subastas, el horizonte temporal y el número de contratos de cada tipo ofrecidos por el sistema eléctrico español en las subastas de contratos financieros relativos a la interconexión entre España y Portugal, a celebrar en el año 2010, según se definen en la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica.

(B.O.E. n.º 117 de 13 de mayo de 2010).

– Resolución de 19 de mayo de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el importe definitivo pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2009, del derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas del ejercicio 2005.

(B.O.E. n.º 138 de 7 de junio de 2010).

– Resolución de 11 de junio de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas de las subastas CESUR y se establecen las características de la undécima subasta CESUR.

(B.O.E. N.º 147 de 17 de junio de 2010)

– Resolución de 28 de junio de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar en el tercer trimestre de 2010.

(B.O.E. n.º 157 de 30 de junio de 2010).

– Resolución de 16 de julio de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se inscriben en el registro de preasignación de retribución, asociadas a la convocatoria del tercer trimestre de 2010, los proyectos incluidos en los cupos correspondientes y se publica el resultado del procedimiento de preasignación de retribución de dicha convocatoria.

(B.O.E. n.º 177 de 22 de julio de 2010).

– Resolución de 15 de julio de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fija el precio medio de la energía a aplicar en el cálculo de la retribución del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad ofrecido por los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción durante el tercer trimestre de 2010.

(B.O.E. n.º 181 de 27 de julio de 2010).

– Resolución de 26 de julio de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el importe definitivo pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2009, de los derechos de cobro que pueden ser cedidos al fondo de titulización.

(B.O.E. n.º 185 de 31 de julio de 2010).

– Resolución de 6 de agosto de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se define el colectivo de instalaciones de tecnología fotovoltaica que serán requeridas para acreditar la disposición de los equipos, en aplicación de lo previsto en el real decreto por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial.

(B.O.E. n.º 191 de 7 de agosto de 2010).

– Resolución de 2 de septiembre de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las características de la duodécima subasta CESUR.

(B.O.E. n.º 215 de 4 de septiembre de 2010).

– Resolución de 14 de septiembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece la disponibilidad de las instalaciones de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, de manera que quede garantizada la continuidad del suministro de energía eléctrica y preservada la estabilidad del sistema eléctrico, ante la huelga general de ámbito estatal prevista para el día 29 de septiembre de 2010, entre las 0 y las 24 horas.

(B.O.E. n.º 226 de 17 de septiembre de 2010).

– Resolución de 28 de septiembre de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publican los valores del coste de la materia prima y del coste base de la materia prima del gas natural para el tercer trimestre de 2010, a los efectos del cálculo del complemento de eficiencia y los valores retributivos de las instalaciones de cogeneración y otras en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

(B.O.E. n.º 237 de 30 de septiembre de 2010).

– Resolución de 29 de septiembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar en el cuarto trimestre de 2010.

(B.O.E. n.º 237 de 30 de septiembre de 2010).



– Resolución de 28 de septiembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisan los periodos de punta, valle y llano, los valores del factor de estacionalidad Festh para cada uno de los bloques definidos, y las horas anuales de funcionamiento estándar de los grupos, utilizados para el cálculo del valor de la garantía de potencia horaria por MW reconocida a cada una de las instalaciones de generación del régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

(B.O.E. n.º 245 de 9 de octubre de 2010).

– Resolución de 22 de octubre de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2010 a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

(B.O.E. n.º 259 de 26 de octubre de 2010).

– Resolución de 27 de octubre de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación del sistema P.O. 3.10, P.O. 14.5, P.O. 3.1, P.O. 3.2, P.O. 9 y P.O. 14.4 para su adaptación a la nueva normativa eléctrica.

(B.O.E. n.º 261 de 28 de octubre de 2010).

– Resolución de 21 de octubre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fija el precio medio de la energía a aplicar en el cálculo de la retribución del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad ofrecido por los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción durante el cuarto trimestre de 2010.

(B.O.E. n.º 268 de 5 de noviembre de 2010).

– Resolución de 19 de noviembre de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las características de la decimotercera subasta CESUR.

(B.O.E. n.º 281 de 20 de noviembre de 2010).

– Resolución de 26 de noviembre de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establece la fecha de la cuarta subasta de contratos financieros relativos a la interconexión entre España y Portugal según se definen en la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica.

(B.O.E. n.º 289 de 30 de noviembre de 2010).

– Resolución de 9 de diciembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se inscriben en el registro de preasignación de retribución, asociadas a la convocatoria del cuarto trimestre de 2010, los proyectos incluidos en los cupos correspondientes, se publica el resultado del procedimiento de preasignación de retribución de dicha convocatoria y se comunica el cómputo de plazo para el cierre del plazo de presentación de solicitudes de la siguiente convocatoria.

(B.O.E. n.º 302 de 13 de diciembre de 2010).

– Resolución de 9 de diciembre de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publican los valores del coste de la materia prima y del coste base de la materia prima del gas natural para el cuarto trimestre de 2010, a los efectos del cálculo del complemento de eficiencia y los valores retributivos de las instalaciones de cogeneración y otras en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

(B.O.E. n.º 303 de 14 de diciembre de 2010).

– Resolución de 15 de diciembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el perfil de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía, aplicables para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo, así como aquellos que han pasado de ser tipo 4 a tipo 3, según el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, para el año 2011.

(B.O.E. n.º 306 de 17 de diciembre de 2010).

– Resolución de 1 de diciembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen los criterios para la realización de auditorías de los grupos de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extra peninsulares.

(B.O.E. n.º 308 de 20 de diciembre de 2010).

– Resolución de 22 de diciembre de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se corrige el criterio de valoración de la oferta económica de solicitudes para el tramo de pequeñas instalaciones a la convocatoria de concurso convocada por Resolución de 24 de noviembre de 2010.

(B.O.E. n.º 311 de 23 de diciembre de 2010).

– Resolución de 28 de diciembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar en el primer trimestre de 2011.

(B.O.E. n.º 316 de 29 de diciembre de 2010)

[2]

## **9.2-NORMATIVA EN EUROPA**

En Europa existen una serie de Directivas y Mandatos que pretenden acelerar la transición hacia las nuevas Redes Inteligentes de energía y las fuentes limpias de generación. Una de las más conocidas es la llamada “Estrategia 20-20-20”, **DIRECTIVA 2009/28/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE** en la que con el apoyo del Parlamento Europeo y de los Estados miembros, se acordó establecer un objetivo vinculante para que el 20% del consumo energético de 2020 proceda de fuentes renovables, teniendo en cuenta la situación específica de cada Estado Miembro. También adoptó el compromiso de reducir al menos un 20% las emisiones de gases de efecto invernadero en 2020 respecto a las de 1990, lograr un ahorro energético en ese año del 20% y que los biocombustibles alcancen el 10% en el conjunto de los combustibles (gasóleo y gasolina) de transporte consumidos en la UE.

En cuanto a normativa referente a las redes y la medición inteligente nos encontramos la siguiente Directiva:

### **1. DIRECTIVA 2009/72/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO**

**De 13 de julio de 2009**

***Sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE***

*Anexo I – Medidas de protección del consumidor.*

*2. Los Estados Miembros garantizarán la utilización de sistemas de contador inteligente que contribuirán a la participación activa de los consumidores en el mercado de suministro de electricidad. La aplicación de estos sistemas de medición podrá ser objeto de una evaluación económica de todos los costes y beneficios a largo plazo para el mercado y el consumidor particular, o del método de medición inteligente que sea económicamente razonable y rentable y del plazo viable para su distribución.*

*Dicha evaluación se realizará a más tardar el 3 de septiembre de 2012.*

*Sobre la base de dicha evaluación, los Estados Miembros o cualquier autoridad competente que aquellos designen prepararán un calendario con un objetivo de hasta diez años como máximo para la aplicación de sistemas de contador inteligente.*

*Cuando se evalúe positivamente la provisión de contadores inteligentes, se equipará, para 2020, al menos al 80% de los consumidores con sistemas de contador inteligente.*

*Los Estados Miembros o cualquier autoridad competente que designen garantizarán la interoperabilidad de los sistemas de contador inteligente que se van a utilizar en sus territorios respectivos y tendrán debidamente en cuenta el uso de las normas y mejores prácticas apropiadas, así como la importancia del desarrollo del mercado interior de la electricidad.*

Unas de las principales preocupaciones de la Unión Europea es garantizar la interoperabilidad de los distribuidores en las redes, posibilitando la competencia de equipos en el mercado y por lo tanto reduciendo el precio a los consumidores, además de impedir la formación de posibles monopolios o barreras técnicas.

## **Normativa Europea**

**DIRECTIVA 2009/72/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO**

**de 13 de julio de 2009**

**sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE**

### **Anexo I – Medidas de protección del consumidor**

2. Los Estados miembros garantizarán la utilización de sistemas de contador inteligente que contribuirán a la participación activa de los consumidores en el mercado de suministro de electricidad. La aplicación de estos sistemas de medición podrá ser objeto de una evaluación económica de todos los costes y beneficios a largo plazo para el mercado y el consumidor particular, o del método de medición inteligente que sea económicamente razonable y rentable y del plazo viable para su distribución.

Dicha evaluación se realizará a más tardar el 3 de septiembre de 2012.

Sobre la base de dicha evaluación, los Estados miembros o cualquier autoridad competente que aquellos designen prepararán un calendario con un objetivo de hasta diez años como máximo para la aplicación de sistemas de contador inteligente.

Cuando se evalúe positivamente la provisión de contadores inteligentes, se equipará, para 2020, al menos al 80 % de los consumidores con sistemas de contador inteligente.


Los Estados miembros o cualquier autoridad competente que designen garantizarán la interoperabilidad de los sistemas de contador inteligente que se van a utilizar en sus territorios respectivos, y tendrán debidamente en cuenta el uso de las normas y mejores prácticas apropiadas, así como la importancia del desarrollo del mercado interior de la electricidad.

[18]

## 2. MANDATO DE NORMALIZACIÓN A CEN, CENELEC y ETSI

Por la importancia de esos estándares abiertos y no propietarios, la Comisión Europea ha realizado el *“Mandato de Normalización a CEN, CENELEC y ETSI en el ámbito de los instrumentos de medida para el desarrollo de una arquitectura abierta en los protocolos de comunicación que participan en los contadores de servicios públicos permitiendo la interoperabilidad”* (1ª Normativa), cuyo principal objetivo es crear estándares Europeos de protocolos de comunicación entre los equipos de medida, que permitan su interoperabilidad dentro de las redes.

**Normativa Europea**  
La importancia de los estándares abiertos y no-propietarios



EUROPEAN COMMISSION  
ENTERPRISE AND INDUSTRY DIRECTORATE-GENERAL  
New Approach Industries, Tourism and CSR  
Construction, Pressure Equipment, Metrology

Brussels, 12<sup>th</sup> March 2009  
M/441 EN

**Standardisation mandate to CEN, CENELEC and ETSI in the field of measuring instruments for the development of an open architecture for utility meters involving communication protocols enabling interoperability**

**Objective**  
The general objective of this mandate is to **create European standards** that will enable interoperability of utility meters (water, gas, electricity, heat), which can then improve the means by which customers' awareness of actual consumption can be raised in order to allow timely adaptation to their demands (commonly referred to as 'smart metering').

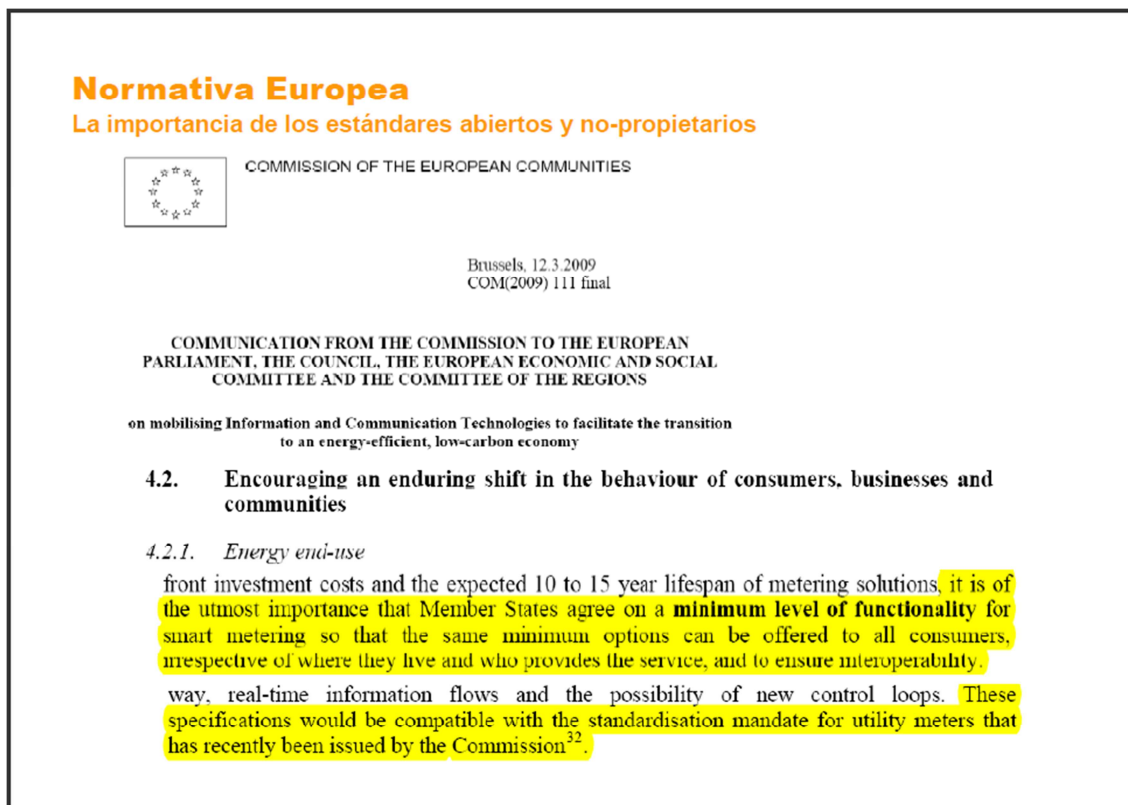
CEN, CENELEC and ETSI shall also invite WELMEC (authorities of member states) and the **Open Meter Project**, in so far as it is relevant for the development of standards requested by this mandate, to take part in the work.

1ª Normativa. Mandato de la Comisión Europea

[18]

### 3. Comunicado sobre movilización de la Información y Tecnologías de Comunicación para facilitar la transición a una economía energéticamente eficiente y de bajas emisiones en carbono

La Comisión de las Comunidades Europeas también realizó el “Comunicado sobre movilización de la Información y Tecnologías de Comunicación para facilitar la transición a una economía energéticamente eficiente y de bajas emisiones en carbono” (2ª Normativa), con el fin de fomentar un cambio duradero en el comportamiento de los consumidores, las empresas y las comunidades para facilitar la transición a un nuevo sistema energético, más eficiente y bajo en emisiones de carbono, refiriéndose a la estandarización y el acceso de todos los consumidores de la Unión Europea a un mínimo de funcionalidades de medición inteligente.



2ª Normativa. Comunicado de la Comisión Europea

El texto sombreado de amarillo dice:

*“...es de suma importancia que los estados miembros acuerden un nivel mínimo de funcionalidad para la medición inteligente de forma que se puedan ofrecer las mismas opciones mínimas a todos los consumidores, independientemente del lugar donde viven y quien presta el servicio, y garantizar la interoperabilidad...”*

*“...Estas especificaciones serían compatibles con el mandato de estandarización de los contadores que ha sido recientemente publicado por la Comisión.”*

[18]



## **10.-ABREVIATURAS Y SIGLAS**

En este décimo punto del proyecto se van a especificar todas las abreviaturas y siglas presentes en el proyecto así como su significado (tanto en inglés como en castellano) para así poder entender mejor cada apartado y su contexto, y sobretodo facilitar su búsqueda en caso de duda u desconocimiento.

Por lo tanto, las principales abreviaturas / siglas, ordenadas alfabéticamente, son:

ADDRESS: Active Distribution network with full integration of Demand and distributed energy RESourceS (Red de Distribución Activa con la plena integración de los Recursos Energéticos de la Demanda y la Distribución)

AMI: Advanced Metering Infrastructure (Infraestructura de Medida Avanzada)

AT: Alta Tensión

BT: Bata Tensión

BWR: Reactor de Agua en Ebullición

CCS: Carbon Capture and Storage (Captura y Almacenamiento de Carbono)

CDTI: Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial

CEDINT: Centro de Domótica Integral

CEN: Comité Europeo de Normalización

CENELEC: Comité Europeo de Normalización Electrotécnica

CENIT: Consorcio Estratégico Nacional de Investigación Técnica

CTs: Centros de Transformación

DENISE: Distribución Energética Inteligente, Segura y Eficiente

DER: Distributed Energy Resources (Recursos Energéticos Distribuidos)

DMS: Document Management Software (Software de Gestión Documental)

DSO: Distribution System Operators (Operadores del Sistema de Distribución)

EERA: European Energy Research Alliance (Alianza Europea de Investigación Energética)

EERR: Energías Renovables

EMS: Engine Management System (Sistema de Gestión del Motor)

ETSI: Instituto Europeo de Normas de Telecomunicaciones

EVE: Ente Vasco de la Energía

FENIX: Flexible Electricity Networks to Integrate the eXpected “energy revolution” (Redes Flexibles Eléctricas para integrar la esperada “Revolución Energética”)

GAD: Gestión Activa de la Demanda

HW: Hardware

I+D+i: Investigación, Desarrollo e Innovación



Ktep: Kilo Tonelada equivalente de petróleo

LSVPP: Large Scale Virtual Power Plan (Central de Energía Virtual a Gran Escala)

MT: Media Tensión

NIEPI: Número de Interrupciones Equivalentes de la Potencia Instalada

OFMD: Orthogonal Frequency Division Multiplexing (Multiplexación por División Ortogonal en Frecuencia)

OMEL: Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.

OPEN METER: Open Public Extended Network Metering (Apertura de Red Pública de Medición Extendida)

PER: Plan de Energías Renovables

PHEVs: Plug-in Hybrid Electric Vehicles (Vehículo Híbrido Eléctrico Enchufable)

PIB: Producto Interior Bruto

PLC: Power Line Communications (Controlador Lógico Programable)

PMUs: Phasor Measurement Units (Unidades Fasoriales de Medida -Denominados sincrofasores ó medidores-)

PPP: Public Private Partnerships (Asociaciones Público Privadas)

PRIME: PowerLine Intelligent Metering Evolution (Evolución de Línea de Alimentación de Medición Inteligente)

PWR: Reactor de Agua a Presión

REE: Red Eléctrica Española

REI: Red Eléctrica Inteligente

RSU: Residuos Sólidos Urbanos

SET Plan (PLAN SET): Strategic Energy Technology (Plan Estratégico en Tecnologías Energéticas)

STAR: Sistema de Gestión y Automatización de la Red

SW: Software

Tep: Tonelada equivalente de petróleo

TIEPI: Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada

TIC: Tecnologías de la Información y las Comunicaciones

TSO: Transmission System Operators (Operadores del Sistema de Transmisión)



## **11.-BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS**

En este undécimo punto del proyecto se van a destacar las principales fuentes de información que se han utilizado para la obtención de la información en las fases de documentación inicial, elaboración del diseño y su correspondiente desarrollo.

Como se trata de un proyecto de investigación y de información, ya que es un tema actual (el presente y futuro del Sistema Eléctrico) se ha necesitado un amplio período de tiempo para llevar a cabo un exhaustivo proceso de documentación y de información.

Debido a la amplia cantidad de información recopilada y de fuentes de información consultadas, se ha optado por destacar exclusivamente las fuentes de información más importantes en los que está basado el proyecto, de tal forma que sea más fácil y directa su búsqueda en caso de necesidad.

Por lo tanto, las principales fuentes de información referenciadas en el proyecto son:

[1]: INFORME COMPLETO DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL EN 2010

Informe del sistema eléctrico presente en la web de Red Eléctrica Española

Disponible en: [www.ree.es/sistema\\_electrico/informeSEE.asp](http://www.ree.es/sistema_electrico/informeSEE.asp)

[Consulta: Junio 2011]

[2]: LIBRO DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA 2010

Página Oficial del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España

Disponible en [www.minetur.gob.es](http://www.minetur.gob.es)

[Consulta: Julio 2011]

[3]: FERNÁNDEZ ORDOÑEZ, MANUEL, Doctor en Física Nuclear

“Estructura del Sistema Eléctrico Español”

Disponible en:

[www.gees.org/files/article/19092011111811\\_GEES%20Sistema%20energetico.pdf](http://www.gees.org/files/article/19092011111811_GEES%20Sistema%20energetico.pdf)

[Consulta: Junio 2011]

[4]: FERNÁNDEZ ORDOÑEZ, MANUEL, Doctor en Física Nuclear

Página Web Personal

Disponible en: <http://fernandez-ordonez.net/web/>

[Consulta: Julio 2011]

[5]: OI, FELIPE, Ingeniero Industrial -Automatización y Electrónica-

“Participantes del Sistema Eléctrico Español”

Disponible en: [www.eurowon.com/2010/05/participantes-del-sistema-electrico.html](http://www.eurowon.com/2010/05/participantes-del-sistema-electrico.html)

[Consulta: Junio 2011]

[6]: RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

Página Oficial de la Compañía

Disponible en: [www.ree.es](http://www.ree.es)

[Consulta: Julio 2011]

[7]: ENDESA S.A.

Página Oficial de la Compañía

Disponible en: [www.endesa.com](http://www.endesa.com)

[Consulta: Julio 2011]

[8]: IBERDROLA S.A.

Página Oficial de la Compañía

Disponible en: [www.iberdrola.es](http://www.iberdrola.es)

[Consulta: Julio 2011]

[9]: UNIÓN FENOSA DISTRIBUCIÓN

Página Oficial de la Compañía

Disponible en: [www.unionfenosadistribucion.com](http://www.unionfenosadistribucion.com)

[Consulta: Julio 2011]

[10]: HC ENERGÍA

Página Oficial de la Compañía

Disponible en: [www.hcenergia.com](http://www.hcenergia.com)

[Consulta: Julio 2011]

[11]: E.ON ESPAÑA

Página Oficial de la Compañía

Disponible en: [www.eonespana.com](http://www.eonespana.com)

[Consulta: Julio 2011]

[12]: MARCOS FANO, JOSE MARÍA, Jefe de División de Energía Hidroeléctrica y Régimen Especial UNESA

“Historia y panorama actual del sistema eléctrico español”

Disponible en: [www.cofis.es/pdf/fys/fys13/fys13\\_10-17.pdf](http://www.cofis.es/pdf/fys/fys13/fys13_10-17.pdf)

[Consulta: Julio 2011]

[13]: ESTADO DE LAS ENERGÍAS EN ESPAÑA

Página Oficial del Departamento de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio de España

Disponible en [www.minetur.gob.es/energia/es-ES/Paginas/index.aspx](http://www.minetur.gob.es/energia/es-ES/Paginas/index.aspx),

[Consulta: Agosto 2011]

[14]: ASOCIACIÓN DE PRODUCTORES DE ENERGÍAS RENOVABLES

Página Oficial de la Asociación

Disponible en: [www.appa.es](http://www.appa.es)

[Consulta: Agosto 2011]

[15]: INSTITUTO PARA LA DIVERSIFICACIÓN Y AHORRO DE LA ENERGÍA

Página Oficial del IDAE

Disponible en: [www.idae.es](http://www.idae.es)

[Consulta: Agosto 2011]

[16]: INFORME DEL PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2011-2020

Informe de Previsión del Plan de Energías Renovables Actual (2011-2020) presente en la web del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

Disponible en: [www.idae.es](http://www.idae.es)

[Consulta: Agosto 2011]

[17]: PLATAFORMA TECNOLÓGICA EUROPEA DE SMART GRIDS (Smart Grids: European Technology Platform)

Disponible en: [www.smartgrids.eu/](http://www.smartgrids.eu/)

[Consulta: Agosto 2011]

[18]: SMARTGRIDS

“Redes Eléctricas Inteligentes”

Disponible en: [www.energiaysociedad.es/pdf/smartgrids.pdf](http://www.energiaysociedad.es/pdf/smartgrids.pdf)

[Consulta: Junio 2011]

[19]: SMARTGRIDS Y LA EVOLUCIÓN DE LA RED ELÉCTRICA

Observatorio Industrial del Sector de la Electrónica, Tecnologías de la Información Telecomunicaciones

Disponible en: [www.minetur.gob.es](http://www.minetur.gob.es)

[Consulta: Junio 2011]

[20]: INFORME PROYECTO SMARTCITY

“Respondiendo a los retos energéticos del siglo XXI”

Disponible en:

[http://portalsmartcity.sadiel.es/documentos/100204\\_%20Smartcity\\_ENDESA\\_Esp3.pdf](http://portalsmartcity.sadiel.es/documentos/100204_%20Smartcity_ENDESA_Esp3.pdf)

[Consulta: Septiembre 2011]

[21]: HERNÁNDEZ NELSON, Ingeniero de Petróleo. Máster en Ingeniería de Gas y Energía

Redes Eléctricas Inteligentes (REI) ó Smart Grids

Disponible en:

[www.monografias.com/trabajos73/redes-electricas-inteligentes-smart-grid/redes-electricas-inteligentes-smart-grid.shtml](http://www.monografias.com/trabajos73/redes-electricas-inteligentes-smart-grid/redes-electricas-inteligentes-smart-grid.shtml)

[Consulta: Septiembre 2011]

- [22]: JAIME BOAL MARTÍN-LARRAURI, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI)  
-Universidad Pontificia Comillas-  
“Comunicaciones Industriales Avanzadas”  
Disponible en: [www.dea.icae.upco.es/sadot/Comunicaciones/avanzadas/Smart%20grid%20-%20Jaime%20Boal.pdf](http://www.dea.icae.upco.es/sadot/Comunicaciones/avanzadas/Smart%20grid%20-%20Jaime%20Boal.pdf)  
[Consulta: Octubre 2011]
- [23]: CONFERENCIA REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES (SMART GRIDS)  
Madrid, 14 de Junio de 2010, Auditorio Unidad Editorial  
“Mejor aprovechamiento y mayor eficacia en la distribución de energía eléctrica”  
Disponible en: [www.conferenciasyformacion.com](http://www.conferenciasyformacion.com)  
[Consulta: Octubre 2011]
- [24]: JORNADAS TÉCNICAS 2010 DEL COMITÉ NACIONAL DE ESPAÑA DE CIGRÉ  
Madrid, 1 y 2 de Diciembre de 2010  
Disponible en:  
[www.cigre2010madrid.es/archivos/GAS\\_NATURAL-Experiencias\\_con\\_Nets\\_Inteligentes.pdf](http://www.cigre2010madrid.es/archivos/GAS_NATURAL-Experiencias_con_Nets_Inteligentes.pdf)  
[Consulta: Octubre 2011]
- [25]: OFICINA EUROPEA  
Página Oficial de la Oficina Europea  
Disponible en:  
[www.oficinaeuropea.es/programas-e-iniciativas/set-plan/ultimas-noticias/el-lanzamiento-de-las-primeras-iniciativas-industriales-europeas-impulsa-el-desarrollo-de-las-energias-limpias-en-europa](http://www.oficinaeuropea.es/programas-e-iniciativas/set-plan/ultimas-noticias/el-lanzamiento-de-las-primeras-iniciativas-industriales-europeas-impulsa-el-desarrollo-de-las-energias-limpias-en-europa)  
[Consulta: Noviembre 2011]
- [26]: CONFERENCIA SET PLAN 2010 ESPAÑA  
Madrid, 3 y 4 de Junio de 2010  
Disponible en:  
[www.setplan-conference2010.es/Publico/Home/index.aspx?idioma=sp](http://www.setplan-conference2010.es/Publico/Home/index.aspx?idioma=sp)  
[Consulta: Noviembre 2011]
- [27]: SET PLAN  
“Situación Actual e Iniciativas Industriales”  
Disponible en:  
[www.pteco2.es/SET%20PLAN%20y%20EII%20Madrid%2015.07.2010%20v2.pdf](http://www.pteco2.es/SET%20PLAN%20y%20EII%20Madrid%2015.07.2010%20v2.pdf)  
[Consulta: Noviembre 2011]
- [28]: PROYECTO GAD  
Página Oficial del Proyecto GAD  
Disponible en: [www.proyectogad.com](http://www.proyectogad.com)  
[Consulta: Enero 2012]

[29]: PROYECTO STAR

“Distribución Eléctrica -Redes Inteligentes-”

Disponible en: [www.iberdrola.es/webibd/corporativa/iberdrola?IDPAG=ESWEBREDDISREDINT](http://www.iberdrola.es/webibd/corporativa/iberdrola?IDPAG=ESWEBREDDISREDINT)

[Consulta: Enero 2012]

[30]: PROYECTO SMARTCITY

Página Oficial del Proyecto Smartcity Málaga

Disponible en: [www.smartcitymalaga.es/](http://www.smartcitymalaga.es/)

[Consulta: Enero 2012]

[31]: PRESENTACIÓN DEL PROYECTO DENISE

Madrid, 17 de Julio de 2006

Disponible en: [www.escuelaendesa.com/pdf/11\\_Presentacion\\_17072006\\_v4.pdf](http://www.escuelaendesa.com/pdf/11_Presentacion_17072006_v4.pdf)

[Consulta: Enero 2012]

[32]: PROYECTO DENISE

Página Oficial del Proyecto DENISE

Disponible en: [www.cenit-denise.org](http://www.cenit-denise.org)

[Consulta: Enero 2012]

[33]: HOMESYSTEMS

Página Oficial de la empresa HOMESYSTEMS, empresa líder de Domótica e Inmótica

Disponible en: [www.homesystems.es](http://www.homesystems.es)

[Consulta: Enero 2012]

[34]: PROYECTO PRIME

Disponible en:

[www.iberdrola.es/webibd/corporativa/iberdrola?IDPAG=ESWEBREDAREAINNOPROYEU](http://www.iberdrola.es/webibd/corporativa/iberdrola?IDPAG=ESWEBREDAREAINNOPROYEU)

[Consulta: Febrero 2012]

[35]: PROYECTO PRIME

Página Oficial de la Alianza PRIME

Disponible en: [www.prime-alliance.org](http://www.prime-alliance.org)

[Consulta: Febrero 2012]

[36]: PROYECTO OPEN METER

Disponible en: <http://gad.ite.es/openmeter.html>

[Consulta: Febrero 2012]

[37]: PROYECTO OPEN METER

Página Oficial del Proyecto OPEN METER

Disponible en: <http://openmeter.com>

[Consulta: Febrero 2012]

[38]: PRESENTACIÓN DEL PROYECTO KEMA OPEN METER

Madrid, 1 de Diciembre de 2010

Disponible en: [www.cigre2010madrid.es/archivos/KEMA-OPEN\\_meter.pdf](http://www.cigre2010madrid.es/archivos/KEMA-OPEN_meter.pdf)

[Consulta: Febrero 2012]

[39]: PROYECTO FENIX

Página Oficial del Proyecto FENIX

Disponible en: [www.fenix-project.org](http://www.fenix-project.org)

[Consulta: Febrero 2012]

[40]: PROYECTO ADDRESS

Página Oficial del Proyecto ADDRESS

Disponible en: [www.addressfp7.org](http://www.addressfp7.org)

[Consulta: Febrero 2012]

[41]: Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto. Boletín Oficial del Estado, 18 de septiembre de 2007, núm. 224.

[42]: Orden ITC/3022/2007, de 10 de octubre. Boletín Oficial del Estado, 18 de octubre de 2007, núm. 250, p. 42390 a 42402.

[43]: Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre. Boletín Oficial del Estado, 29 de diciembre de 2007, núm. 312, p. 53781 a 53805.

[44]: Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto. Boletín Oficial del Estado, 18 de septiembre de 2002, núm. 224.

NOTA: Las fechas de consulta son aproximadas a la fecha de la redacción de cada punto, que es cuando las fuentes de información han sido visitadas habitualmente y utilizado, y no las fechas de su primera visita pertenecientes al proceso de búsqueda y recopilación de información.

Esto también es debido a que a lo largo de la realización del proyecto han sido consultadas de nuevo en innumerables ocasiones para mantener cada punto y apartado del proyecto al día, ya que la actualidad es el principio básico que rige este proyecto.





## **12.-CONCLUSIÓN**

Una vez desarrollado este proyecto se puede entender mejor cuál va a ser el futuro del sistema eléctrico internacional. Las llamadas “SMART GRIDS ó Redes Inteligentes”, ya no son tan extrañas para todas las personas ni se encuentran tan alejadas del presente, del día a día de todas las personas en definitiva.

Gracias a la gran cantidad de proyectos que se están llevando a cabo en el mundo, las redes inteligentes son ya una realidad. Esto demuestra la concienciación de todas las personas, empresas y gobiernos con el medio ambiente, lo cuál viene reflejado en el Plan 20-20-20, diseñado por la Unión Europea (UE), que establece objetivos para el año 2020 de aumento de la eficiencia energética en un 20%, reducción de las emisiones de CO2 en un 20% y aumento de las fuentes de energía renovables hasta un 20% en el mix energético.

No será una tarea fácil de conseguir dichos objetivos marcados, pero con cada paso, cada iniciativa y proyecto, y sobre todo, con cada inversión y apoyo de gobiernos, instituciones, empresas e incluso empresarios particulares.....dichos objetivos están más cerca.

Desde hace una década, las energías renovables han tenido fuertes inversiones y han sido fuertemente subvencionadas por normativas y preferencias energéticas; pero en estos momentos de crisis económica mundial, y sobretudo desde el 2010 hasta el actual 2012, esas subvenciones han sido recortadas notablemente en función de la situación económica de cada país.

Los principios básicos de las Smart Grids están claramente definidos y desarrollados, y éstos quedan claramente diferenciados y destacados en cada uno de los diferentes proyectos que se están llevando a cabo en el mundo...

Se apuesta por una Generación Distribuida (en lugar de la generación centralizada) lo que hará que la generación de energía sea mucho más sostenible y sobretudo eficiente, al introducir al consumidor o cliente participando en la generación de energía, de tal manera que cada casa u edificio pueda llegar hasta autoabastecerse por sí misma mediante la utilización de energías renovables (a través de paneles fotovoltaicos, molinos de viento....), con ello se busca que en lugar de que halla pocos centros de generación con una elevada potencia instalada, existan muchos centros de generación con menor potencia instalada (autoabastecimiento de edificios, véase el punto 7.3: Proyecto Smartcity).

Se introduce un nuevo modelo de gestión de la energía, en el que tanto productores como consumidores se “intercambian papeles” e interrelacionan en el día a día para así conseguir un consumo y una generación mucho más eficiente y sobretodo “adulta”, ya que sólo se generará cuando se necesite y priorizando los momentos valle en los que la generación de energía sea más barata tanto para las compañías eléctricas como para las personas, y no se generará energía por generar (ya que la energía “de momento” no se puede conservar, sólo almacenar y para ello cobra vital importancia el vehículo eléctrico y sus baterías de condensadores).

Se apuesta y se fomenta el uso de las energías renovables (éste es el objetivo final) para conseguir un mundo más “limpio” con el medio ambiente y así de esta forma limitar o reducir notablemente el uso de las principales energías (petróleo, carbón, energía nuclear....) más dañinas y contaminantes con el medio ambiente y sobretodo que se trata de energías no renovables que tarde o temprano se terminarán, por ello se debe hacer un uso más inteligente de ellas.

Para que todos estos principios se hagan “realidad” se debe llevar a cabo una profunda reestructuración de todo el sistema eléctrico, ya que éste sistema actual es un sistema eléctrico antiguo, poco eficiente y sobretodo obsoleto.

Por ello, se necesita de una nueva infraestructura más inteligente, robusta y actual, que pueda hacer frente a todas las exigencias y problemas que puedan existir, llevando a cabo con una gran eficiencia energética la distribución y el suministro de energía, y que a la vez permita vincularse a dicha red a todos los dispositivos necesarios con la máxima eficiencia para poder sacar el máximo rendimiento y provecho a dichos dispositivos. En este sentido cobra suma importancia el nuevo concepto de micro redes, que transformarán la red “única” global en numerosas micro redes conectadas todas y cada una de ellas entre sí, formando una gran micro red (véase el punto 4.6 “Los Niveles de una Smart Grid”). Ésta será, en mi opinión, la remodelación más difícil y costosa de conseguir, tanto económica como por su difícil puesta en marcha.

A esta nueva red se conectarán desde los nuevos Smart Meters ó Contadores Inteligentes (ya son una realidad en España, como demuestra el punto 7.2 del proyecto, el Proyecto STAR) hasta los nuevos dispositivos inteligentes más cotidianos (como pueden ser: lavadoras, frigoríficos, lavavajillas, sistemas de aire acondicionado, calefacción mediante radiadores térmicos, y otros muchos....), todos ellos gobernados de manera inteligente y eficiente por el usuario, y no como hasta ahora. Todo esto es bastante difícil de conseguir y sobretodo costoso en cuanto a la inversión necesaria.

En el caso de los contadores inteligentes, en España el gobierno pretende que las compañías eléctricas renueven, para el año 2018, todos y cada uno de sus contadores.

Ésta no será una tarea nada fácil de conseguir y necesitará de una gran inversión por parte de las grandes multinacionales del sector energético español para su completa consecución. Pero, la inversión económica no será comparable con la cantidad de beneficios tanto para los usuarios como para las mismas empresas, y no sólo a largo plazo sino que a corto plazo los usuarios se darán cuenta de que son “ya” partícipes en el sector, que el flujo es bidireccional, y por lo tanto intentarán serlo cada vez más convirtiéndose en pequeños productores de energía eléctrica a través de energías renovables (utilizando paneles fotovoltaicos, molinos de viento.....). Como se puede comprobar, se trata de un círculo, en lo que todo está ligado.

Visto desde el punto de vista de la empresa, este cambio de mentalidad del consumidor puede ser aprovechado en forma de negocio, sacando nuevos modos de facturación en formas de tarifas flexibles para los consumidores que no harán más que aumentar sus beneficios a largo plazo.

Por lo tanto, a pesar de encontrarnos ante unos años difíciles para la economía mundial, las energías renovables y las Smart Grids han abierto una puerta para el futuro energético y es el camino que “**TODOS**” (gobiernos, empresas, empresarios particulares y consumidores) debemos seguir y fomentar.